

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
(национальный исследовательский университет)  
Факультет «Энергетический»  
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА  
Рецензент

\_\_\_\_\_ 2018 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
Заведующий кафедрой,  
д.т.н., профессор

\_\_\_\_\_ И.М. Кирпичникова  
\_\_\_\_\_ 2018 г.

Анализ развития сети угледобывающего района  
с разработкой подстанции 110/10 кВ

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ  
ЮУрГУ–13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ ВКР

Руководитель ВКР  
доцент, к.т.н.  
\_\_\_\_\_ В.В. Тарасенко  
\_\_\_\_\_ 2018 г.

Автор ВКР  
студент группы П-471  
\_\_\_\_\_ Н.С. Суюшкин  
\_\_\_\_\_ 2018 г.

Нормоконтролер  
доцент, к.т.н.  
\_\_\_\_\_ В.В. Тарасенко  
\_\_\_\_\_ 2018 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
(национальный исследовательский университет)

Институт Политехнический  
Факультет Энергетический  
Кафедра Электрические станции, сети и системы электроснабжения  
Направление Электроэнергетика и электротехника

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_/И.М. Кирпичникова/  
\_\_\_\_\_ 2018 г.

ЗАДАНИЕ  
на выпускную квалификационную работу студента

Суюшкина Никиты Сергеевича

(Ф. И.О. полностью)

Группа П-471

1. Тема выпускной квалификационной работы

Анализ развития сети угледобывающего района с разработкой подстанции 110/10 кВ

утверждена приказом по университету от 04.04.2018 г. № 580 прил. № 48

2. Срок сдачи студентом законченной работы 29.06.2018 г.

3. Исходные данные к работе

Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону Челябинского РДУ.

Контрольные замеры режимной карты энергосистемы Челябинской области от 19.12.2013 г.

4. Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов)

1. Расчёт режима максимальных нагрузок сети

2. Расчёт режима минимальных нагрузок сети

3. Расчёт послеаварийных режимов сети





## АННОТАЦИЯ

Суюшкин Н.С. Анализ развития сети угледобывающего района с разработкой подстанции 110/10 кВ. – Челябинск: ЮУрГУ, П-471, 2018, - 83 с., 15 ил., 33 табл., библиогр. список – 12 наим., 1 прил., 4 листа чертежей ф. А1.

В данной выпускной квалификационной работе выполнен расчёт и анализ развития существующей электрической сети.

Рассмотрены характерные режимы работы электрической сети 110 кВ с помощью программы RastrWin.

На основании расчетов максимального, минимального и послеаварийного режимов сети выполнена проверка ЛЭП по допустимой нагрузке.

Производится выбор основного оборудования подстанции «Зелёная»: силовых трансформаторов, выключателей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и другой коммутационной аппаратуры.

В специальном вопросе производится расстановка и выбор числа молниеотводов на ОРУ 110 кВ ПС «Зелёная» для защиты от прямых ударов молнии с использованием программного обеспечения Flashprot, а также рассматривается принцип действия и конструкция активных молниеотводов.

Определены экономические показатели проекта разработки подстанции «Зелёная»: капитальные вложения, эксплуатационные издержки и фонд оплаты труда. Определен срок окупаемости проекта, а также себестоимость передачи электроэнергии.

|           |      |                |         |      |                                                                                |      |        |
|-----------|------|----------------|---------|------|--------------------------------------------------------------------------------|------|--------|
|           |      |                |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ                                                    |      |        |
| Изм.      | Лист | № докум.       | Подпись | Дата |                                                                                |      |        |
| Разраб.   |      | Суюшкин Н.С.   |         |      | Лит.                                                                           | Лист | Листов |
| Провер.   |      | Тарасенко В.В. |         |      | Д                                                                              | 2    | 92     |
| Реценз.   |      |                |         |      | ЮУрГУ<br>Кафедра ЭССиСЭ                                                        |      |        |
| Н. Контр. |      | Тарасенко В.В. |         |      |                                                                                |      |        |
| Утверд.   |      | Кирпичникова   |         |      |                                                                                |      |        |
|           |      |                |         |      | Анализ развития сети угледобывающего района с разработкой подстанции 110/10 кВ |      |        |

## ОГЛАВЛЕНИЕ

|                                                                          |    |
|--------------------------------------------------------------------------|----|
| АННОТАЦИЯ.....                                                           | 2  |
| ОГЛАВЛЕНИЕ.....                                                          | 3  |
| ВВЕДЕНИЕ.....                                                            | 5  |
| 1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.....                                                   | 6  |
| 2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА                    | 10 |
| 2.1 Баланс активных и реактивных мощностей.....                          | 10 |
| 2.1.1 Баланс активных мощностей.....                                     | 11 |
| 2.1.2 Баланс реактивных мощностей.....                                   | 13 |
| 2.2 Расчёт и анализ схемы электрической сети района.....                 | 15 |
| 2.2.1 Максимальный режим.....                                            | 16 |
| 2.2.2 Минимальный режим.....                                             | 20 |
| 2.2.3 Послеаварийный режим.....                                          | 22 |
| 3 РАЗРАБОТКА ПС 110/6 КВ «ЗЕЛЁНАЯ».....                                  | 26 |
| 3.1 Разработка главной схемы подстанции.....                             | 26 |
| 3.1.1 Выбор схемы РУ ВН.....                                             | 26 |
| 3.1.2 Выбор схемы РУ НН.....                                             | 27 |
| 3.2 Выбор количества и мощности силовых трансформаторов.....             | 28 |
| 3.3 Расчет токов короткого замыкания.....                                | 31 |
| 3.4 Выбор выключателей на стороне ВН.....                                | 34 |
| 3.5 Выбор разъединителей на стороне ВН.....                              | 38 |
| 3.6 Выбор трансформаторов тока на стороне ВН.....                        | 39 |
| 3.7 Выбор трансформатора напряжения на стороне ВН.....                   | 44 |
| 3.8 Выбор токоведущих частей и изоляторов на стороне ВН.....             | 46 |
| 3.9 Оборудование распределительного устройства 6 кВ.....                 | 50 |
| 3.10 Выбор выключателей на стороне НН.....                               | 51 |
| 3.11 Выбор трансформаторов тока на стороне НН.....                       | 53 |
| 3.12 Выбор трансформаторов тока в цепи секционного выключателя.....      | 56 |
| 3.13 Выбор трансформаторов тока в цепи потребительских линий (фидерах).. | 57 |
| 3.14 Выбор трансформаторов напряжения на стороне НН.....                 | 59 |

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             | 3    |

|      |                                                                                 |    |
|------|---------------------------------------------------------------------------------|----|
| 3.15 | Выбор токоведущих частей и изоляторов на стороне НН.....                        | 60 |
| 3.16 | Выбор схемы питания собственных нужд.....                                       | 63 |
| 3.17 | Выбор трансформаторов и схемы собственных нужд .....                            | 64 |
| 4    | МОЛНИЕЗАЩИТА ОРУ 110КВ ПС «ЗЕЛЁНАЯ» .....                                       | 65 |
| 4.1  | Расчёт оборудования защиты ОРУ от ПУМ .....                                     | 65 |
| 4.2  | Проверка ОРУ на грозоупорность.....                                             | 67 |
| 5    | ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....                                                        | 68 |
| 5.1  | Определение капитальных вложений в строительство подстанции.....                | 68 |
| 5.2  | Определение стоимости эксплуатационных работ и затрат на текущий<br>ремонт..... | 70 |
| 5.3  | Расчет фонда заработной платы .....                                             | 72 |
| 5.4  | Определение себестоимости передачи и распределения электроэнергии....           | 73 |
| 5.5  | Определение общего срока окупаемости и рентабельности проекта.....              | 76 |
|      | ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....                                                                | 80 |
|      | БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....                                                  | 81 |
|      | ПРИЛОЖЕНИЯ                                                                      |    |
|      | ПРИЛОЖЕНИЕ А. Результаты расчёта сети в послеаварийном режиме работы...83       |    |

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                             | 4    |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             |      |

## ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика – базовая инфраструктурная отрасль, снабжающая электричеством и теплом все остальные сектора хозяйства. С энергопотреблением прямо связаны и уровень социально-экономического развития, и общая деловая активность, и жизнь каждого человека.

В современном мире энергетика является основой развития базовых отраслей промышленности, определяющих прогресс общественного производства. Принципиальной особенностью электрической энергии как продукта, отличающей ее от всех других видов товаров и услуг, является то, что ее потребитель может повлиять на устойчивость работы производителя. Поэтому важной задачей современной электроэнергетики является надежное и бесперебойное обеспечение энергией потребителей.

В данном дипломном проекте анализируется электрическая сеть промышленного района и проводится внедрение в сеть 110 кВ новой подстанции «Зелёная» 110/6 кВ.

Проводится оптимальное подключение нового узла, при котором параметры режима ветвей (токи, мощности) не должны превышать допустимых значений, а параметры режимов узлов (напряжения) должны лежать в допустимых пределах, обеспечивающих нормальную работу изоляции и экономичную работу потребителей.

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             | 5    |



## 1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

В качестве исходных данных взята нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону Челябинского РДУ. Из данной схемы выделен участок сети угледобывающего района. Схема электрических соединений выбранного участка представлена на чертеже.

Данные о нагрузках сети и источниках мощности взяты из контрольного замера режимной карты энергосистемы Челябинской области от 19.12.2013 г. (10 ч. 00 мин.).

Данные о нагрузках сети: их мощности в режиме наибольших нагрузок, а также сведения о потоках мощности представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Данные о нагрузках сети

| Наименование ПС   | $P_n$ , МВт | $Q_n$ , МВ·Ар | $P_g$ , МВт | $Q_g$ , МВ·Ар |
|-------------------|-------------|---------------|-------------|---------------|
| 1. ПС 1           | 11,3        | 6,3           | 130,6       | 56,5          |
| 2. Разведочная    | 15,5        | 4,2           | -           | -             |
| 3. Кочкарь        | 12,9        | 5,6           | -           | -             |
| 4. Демаринская    | 1           | 0,3           | -           | -             |
| 5. Борисовская    | 0,9         | 0,3           | -           | -             |
| 6. Светлинская    | 2           | 0,5           | -           | -             |
| 7. Береговая      | 1,6         | 0,5           | -           | -             |
| 8. Коелга         | 6,6         | 2,4           | -           | -             |
| 9. Мехзавод       | 3,8         | 2,5           | -           | -             |
| 10. Еманжелинка   | 18,3        | 9,5           | -           | -             |
| 11. Ключи         | 5,6         | 2,4           | -           | -             |
| 12. Красноселка-г | 1           | 0,5           | -           | -             |
| 13. Красногорка   | 7,1         | 2             | -           | -             |
| 14. Батурино      | 1,4         | 0,5           | -           | -             |
| 15. Сары          | 2,6         | 0,9           | -           | -             |
| 16. Бектыш        | 1,2         | 0,4           | -           | -             |
| 17. Кирпичная     | 1           | 0,2           | -           | -             |
| 18. Коркино       | 26          | 10,9          | -           | -             |
| 19. Дубровка-г    | 1,6         | 0,7           | -           | -             |
| 20. Зеленая       | 1,4         | 0,6           | -           | -             |
| 21. Октябрьская   | 7,7         | 2,3           | -           | -             |
| 22. Исаково       | 6,4         | 2,3           | 32,6        | 2,4           |
| 23. Синеглазово   | 19,5        | 5,8           | -           | -             |

В качестве балансирующего узла сети приняты шины 110 кВ ПС 1.

Параметры ЛЭП вычисляются по формулам:

1) Активное сопротивление:

$$R_{л} = \frac{r_0 l}{n} \quad (1.1)$$

2) Индуктивное сопротивление:

$$X_{л} = \frac{x_0 l}{n} \quad (1.2)$$

3) Емкостная проводимость:

$$B_{л} = b_0 l n \quad (1.3)$$

4) Зарядная мощность:

$$Q_{зар} = B_{л} U^2 \quad (1.4)$$

Значения погонных параметров ЛЭП:  $r_0$ ,  $x_0$ ,  $b_0$  взяты из справочника [2].

Активная проводимость  $g_{л}$  не учитывается, т.к. сечения всех проводов ВЛ больше либо равны минимального диаметра по условию короны.

Значения вычисленных параметры ЛЭП с применением проводов марки АС представлены в таблице 1.2

Таблица 1.2 – Параметры ЛЭП

| Исходные данные |                          |               |       |   | Погонные данные |               |                             | Расчётные данные |              |                            |                   |
|-----------------|--------------------------|---------------|-------|---|-----------------|---------------|-----------------------------|------------------|--------------|----------------------------|-------------------|
| №               | Сечение, мм <sup>2</sup> | № нач. – кон. | L, км | n | $r_0$ , Ом/км   | $x_0$ , Ом/км | $b_0 \cdot 10^{-6}$ , См/км | $R_{л}$ , Ом     | $X_{л}$ , Ом | $B_{л} \cdot 10^{-6}$ , См | $Q_{зар}$ , МВ·Ар |
| 1               | 185/29                   | 1-2           | 29,5  | 1 | 0,159           | 0,413         | 2,747                       | 4,69             | 12,18        | 81,04                      | 0,98              |
| 2               | 185/29                   | 2-3           | 3     | 1 | 0,159           | 0,413         | 2,747                       | 0,48             | 1,24         | 8,24                       | 0,10              |
| 3               | 120/19                   | 2-4           | 1,5   | 1 | 0,244           | 0,427         | 2,658                       | 0,37             | 0,64         | 3,99                       | 0,05              |
| 4               | 120/19                   | 3-4           | 1,5   | 1 | 0,244           | 0,427         | 2,658                       | 0,37             | 0,64         | 3,99                       | 0,05              |
| 5               | 70/11                    | 3-5           | 18,9  | 1 | 0,422           | 0,444         | 2,547                       | 7,98             | 8,39         | 48,14                      | 0,58              |
| 6               | 120/19                   | 5-6           | 13,5  | 1 | 0,244           | 0,427         | 2,658                       | 3,29             | 5,76         | 35,88                      | 0,43              |
| 7               | 70/11                    | 5-7           | 6,7   | 1 | 0,422           | 0,444         | 2,547                       | 2,83             | 2,97         | 17,06                      | 0,21              |
| 8               | 70/11                    | 7-8           | 16,7  | 1 | 0,422           | 0,444         | 2,547                       | 7,05             | 7,41         | 42,53                      | 0,51              |
| 9               | 150/24                   | 3-9           | 21,2  | 1 | 0,204           | 0,42          | 2,707                       | 4,32             | 8,90         | 57,39                      | 0,69              |
| 10              | 70/11                    | 9-10          | 9,3   | 1 | 0,422           | 0,444         | 2,547                       | 3,92             | 4,13         | 23,69                      | 0,29              |
| 11              | 150/24                   | 9-11          | 17,9  | 1 | 0,204           | 0,42          | 2,707                       | 3,65             | 7,52         | 48,46                      | 0,59              |
| 12              | 150/24                   | 11-12         | 28,5  | 1 | 0,204           | 0,42          | 2,707                       | 5,81             | 11,97        | 77,15                      | 0,93              |
| 13              | 150/24                   | 12-13         | 2,35  | 1 | 0,204           | 0,42          | 2,707                       | 0,48             | 0,99         | 6,36                       | 0,08              |

Продолжение таблицы 1.2

| Исходные данные |                             |                     |          |   | Погонные данные           |                           |                                              | Расчётные данные       |                        |                                           |                               |
|-----------------|-----------------------------|---------------------|----------|---|---------------------------|---------------------------|----------------------------------------------|------------------------|------------------------|-------------------------------------------|-------------------------------|
| №               | Сечение,<br>мм <sup>2</sup> | №<br>нач. –<br>кон. | L,<br>км | n | г <sub>0</sub> ,<br>Ом/км | х <sub>0</sub> ,<br>Ом/км | b <sub>0</sub> · 10 <sup>-6</sup> ,<br>См/км | R <sub>л</sub> ,<br>Ом | X <sub>л</sub> ,<br>Ом | B <sub>л</sub> · 10 <sup>-6</sup> ,<br>См | Q <sub>зар</sub> ,<br>МВ · Ар |
| 14              | 185/29                      | 1-17                | 14,7     | 1 | 0,159                     | 0,413                     | 2,747                                        | 2,34                   | 6,07                   | 40,38                                     | 0,49                          |
| 15              | 95/16                       | 17-18               | 7,3      | 1 | 0,301                     | 0,434                     | 2,611                                        | 2,20                   | 3,17                   | 19,06                                     | 0,23                          |
| 16              | 185/29                      | 17-15               | 9,6      | 1 | 0,159                     | 0,413                     | 2,747                                        | 1,53                   | 3,96                   | 26,37                                     | 0,32                          |
| 17              | 185/29                      | 15-13               | 10,2     | 1 | 0,159                     | 0,413                     | 2,747                                        | 1,62                   | 4,21                   | 28,02                                     | 0,34                          |
| 18              | 120/19                      | 15-16               | 0,2      | 1 | 0,244                     | 0,427                     | 2,658                                        | 0,05                   | 0,09                   | 0,53                                      | 0,01                          |
| 19              | 185/29                      | 1-19                | 14,8     | 1 | 0,159                     | 0,413                     | 2,747                                        | 2,35                   | 6,11                   | 40,66                                     | 0,49                          |
| 20              | 95/16                       | 19-18               | 7,3      | 1 | 0,301                     | 0,434                     | 2,611                                        | 2,20                   | 3,17                   | 19,06                                     | 0,23                          |
| 21              | 185/29                      | 19-20               | 7,3      | 1 | 0,159                     | 0,413                     | 2,747                                        | 1,16                   | 3,01                   | 20,05                                     | 0,24                          |
| 22              | 120                         | 20-22               | 3,5      | 1 | 0,244                     | 0,427                     | 2,658                                        | 0,85                   | 1,49                   | 9,30                                      | 0,11                          |
| 23              | 120/19                      | 22-16               | 0,2      | 1 | 0,244                     | 0,427                     | 2,658                                        | 0,05                   | 0,09                   | 0,53                                      | 0,01                          |
| 24              | 120                         | 22-13               | 10,2     | 1 | 0,244                     | 0,427                     | 2,658                                        | 2,49                   | 4,36                   | 27,11                                     | 0,33                          |
| 25              | 95                          | 13-23               | 9,05     | 1 | 0,301                     | 0,434                     | 2,611                                        | 2,72                   | 3,93                   | 23,63                                     | 0,29                          |
| 26              | 95                          | 23-24               | 0,85     | 1 | 0,301                     | 0,434                     | 2,611                                        | 0,26                   | 0,37                   | 2,22                                      | 0,03                          |
| 27              | 95                          | 24-25               | 4,5      | 1 | 0,301                     | 0,434                     | 2,611                                        | 1,35                   | 1,95                   | 11,75                                     | 0,14                          |
| 28              | 95                          | 25-26               | 4,1      | 1 | 0,301                     | 0,434                     | 2,611                                        | 1,23                   | 1,78                   | 10,71                                     | 0,13                          |
| 29              | 95                          | 26-27               | 3        | 1 | 0,301                     | 0,434                     | 2,611                                        | 0,90                   | 1,30                   | 7,83                                      | 0,09                          |
| 30              | 95/16                       | 13-32               | 9,2      | 1 | 0,301                     | 0,434                     | 2,611                                        | 2,77                   | 3,99                   | 24,02                                     | 0,29                          |
| 31              | 95                          | 23-31               | 0,2      | 1 | 0,301                     | 0,434                     | 2,611                                        | 0,06                   | 0,09                   | 0,52                                      | 0,01                          |
| 32              | 95                          | 32-31               | 0,2      | 1 | 0,301                     | 0,434                     | 2,611                                        | 0,06                   | 0,09                   | 0,52                                      | 0,01                          |
| 33              | 95/16                       | 32-33               | 0,85     | 1 | 0,301                     | 0,434                     | 2,611                                        | 0,26                   | 0,37                   | 2,22                                      | 0,03                          |
| 34              | 95/16                       | 33-34               | 4,5      | 1 | 0,301                     | 0,434                     | 2,611                                        | 1,35                   | 1,95                   | 11,75                                     | 0,14                          |
| 35              | 95/16                       | 34-27               | 7,3      | 1 | 0,301                     | 0,434                     | 2,611                                        | 2,20                   | 3,17                   | 19,06                                     | 0,23                          |
| 36              | 95/16                       | 33-30               | 1,3      | 1 | 0,301                     | 0,434                     | 2,611                                        | 0,39                   | 0,56                   | 3,39                                      | 0,04                          |
| 37              | 95/16                       | 24-30               | 1,3      | 1 | 0,301                     | 0,434                     | 2,611                                        | 0,39                   | 0,56                   | 3,39                                      | 0,04                          |
| 38              | 95/16                       | 34-29               | 5,5      | 1 | 0,301                     | 0,434                     | 2,611                                        | 1,66                   | 2,39                   | 14,36                                     | 0,17                          |
| 39              | 95/16                       | 25-29               | 5,5      | 1 | 0,301                     | 0,434                     | 2,611                                        | 1,66                   | 2,39                   | 14,36                                     | 0,17                          |
| 40              | 150/24                      | 26-28               | 0,6      | 1 | 0,204                     | 0,42                      | 2,707                                        | 0,12                   | 0,25                   | 1,62                                      | 0,02                          |
| 41              | 185/29                      | 27-35               | 6,7      | 2 | 0,159                     | 0,413                     | 2,747                                        | 0,53                   | 1,38                   | 36,81                                     | 0,45                          |
| 42              | 185/29                      | 35-36               | 0,8      | 2 | 0,159                     | 0,413                     | 2,747                                        | 0,06                   | 0,17                   | 4,40                                      | 0,05                          |
| 43              | 185/29                      | 35-37               | 5,4      | 2 | 0,159                     | 0,413                     | 2,747                                        | 0,43                   | 1,12                   | 29,67                                     | 0,36                          |
| 44              | 120/19                      | 37-38               | 4,5      | 1 | 0,244                     | 0,427                     | 2,658                                        | 1,10                   | 1,92                   | 11,96                                     | 0,14                          |
| 45              | 95/16                       | 37-39               | 4,5      | 1 | 0,301                     | 0,434                     | 2,611                                        | 1,35                   | 1,95                   | 11,75                                     | 0,14                          |
| 46              | 120/19                      | 38-40               | 1,3      | 1 | 0,244                     | 0,427                     | 2,658                                        | 0,32                   | 0,56                   | 3,46                                      | 0,04                          |
| 47              | 95/16                       | 39-40               | 1,3      | 1 | 0,301                     | 0,434                     | 2,611                                        | 0,39                   | 0,56                   | 3,39                                      | 0,04                          |
| 48              | 120/19                      | 38-41               | 1,02     | 1 | 0,244                     | 0,427                     | 2,658                                        | 0,25                   | 0,44                   | 2,71                                      | 0,03                          |
| 49              | 95/16                       | 39-41               | 1,02     | 1 | 0,301                     | 0,434                     | 2,611                                        | 0,31                   | 0,44                   | 2,66                                      | 0,03                          |
| 50              | 185/29                      | 37-42               | 8,2      | 2 | 0,159                     | 0,413                     | 2,747                                        | 0,65                   | 1,69                   | 45,05                                     | 0,55                          |
| 51              | 185/29                      | 42-43               | 4,3      | 2 | 0,159                     | 0,413                     | 2,747                                        | 0,34                   | 0,89                   | 23,62                                     | 0,29                          |

Однолинейная электрическая схема соединений существующей сети представлена на рисунке 1.1.

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             | 8    |



## 2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА

### 2.1 Баланс активных и реактивных мощностей

В силу одновременности процессов производства и потребления электроэнергии в электроэнергетических сетях для каждого момента времени должно иметь место соответствие между расходной частью баланса мощности, к которой относится мощность нагрузок с учетом потерь в сетях и собственных нужд электростанций, и его приходной частью, к которой относится располагаемая мощность электростанций (с учетом обменных перетоков между энергосистемами).

При проектировании ЭС баланс мощности составляется для определения суммарного необходимого ввода мощности на электростанциях и обмена потоками мощности с другими ЭС.

Балансу активных мощностей сопутствует – параметр частоты, т.е. если нагрузки неизменны, то потребляемая ими мощность влияет на частоту сети.

Балансу реактивных мощностей соответствует – параметр напряжения, т.е. баланс реактивной мощности в проектируемой системе в целом определяет уровень напряжения.

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                             | 10   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             |      |

### 2.1.1 Баланс активных мощностей

В любой момент времени в систему должно поступать от генераторов электростанций столько энергии, сколько в этот момент необходимо всем потребителям с учетом потерь при передаче, и баланс по активным мощностям при неизменной частоте имеет вид [1]:

$$\sum P_{Г} = \sum P_{П}, \quad (2.1)$$

где  $\sum P_{Г}$  – суммарная генерируемая активная мощность электростанций;

$\sum P_{П}$  – суммарное потребление активной мощности.

Баланс активной мощности рассматривается для режима максимальных нагрузок.

В данной схеме электрической сети электростанции отсутствуют, но есть мощности, поступающие из соседних районов (таблица 1.1):

$$\sum P_{Г} = 130,6 + 32,6 = 163,2 \text{ МВт}$$

Потребление активной мощности в системе равняется сумме нагрузок потребителей, собственных нужд электрических станций, потерь мощности в линиях и трансформаторах [1]:

$$\sum P_{П} = \sum P_{Н} + \sum P_{СН} + \sum \Delta P_{Л} + \sum \Delta P_{Т}, \quad (2.2)$$

где  $\sum P_{Н}$  – нагрузка потребителей;

$\sum P_{СН}$  – нагрузка собственных нужд электростанций;

$\sum \Delta P_{Л}$  – потери мощности в линиях;

$\sum \Delta P_{Т}$  – потери мощности в трансформаторах.

Суммарная нагрузка потребителей (см. табл. 1.1):

$$\sum P_{Н} = 157,3 \text{ МВт}$$

Расход на собственные нужды равен нулю, так как в данной сети генераторы отсутствуют:

$$\sum P_{СН} = 0 \text{ МВт}$$

Суммарные потери активной мощности в линиях можно принять 2 % от мощности всех нагрузок [1]:

$$\sum \Delta P_{Л} = 0,02 \cdot 157,3 = 3,15 \text{ МВт}$$

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                             | 11   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             |      |

Потери в трансформаторах учитываются только для тех подстанций, где нагрузки заданы со стороны шин НН, следовательно:

$$\sum \Delta P_T = 0 \text{ МВт}$$

Суммарное потребление активной мощности в системе находится по формуле (2.2):

$$\sum \Delta P_{\Pi} = 157,3 + 3,15 = 160,45 \text{ МВт}$$

Итогом расчета баланса активной мощности является определение необходимой обменной мощности, генерируемой либо потребляемой балансирующим узлом:

$$P_c = \sum P_T - \sum P_{\Pi} \quad (2.3)$$

$$P_c = 163,2 - 160,45 = 2,75 \text{ МВт}$$

Таким образом, мощность будет передаваться в соседнюю систему.

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                             | 12   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             |      |

## 2.1.2 Баланс реактивных мощностей

Балансу реактивной мощности в системе соответствует равенство [1]:

$$\sum Q_{\Gamma} + \sum Q_{з} \pm Q_{ку} \pm Q_{с} = \sum Q_{п}, \quad (2.4)$$

где  $\sum Q_{\Gamma}$  – суммарная реактивная мощность вырабатываемая генераторами электростанции при коэффициенте мощности не ниже номинального или поступающая из соседнего района сети;

$\sum Q_{з}$  – зарядная мощность, генерируемая линиями;

$Q_{ку}$  – реактивная мощность компенсирующих устройств;

$Q_{с}$  – величина обменной реактивной мощности, определяемая договорным коэффициентом мощности соседней энергосистемой  $\text{tg}\varphi_{с}$ .

Баланс по реактивной мощности проверяется для режима максимальных нагрузок ( $Q_{н} = Q_{н.макс}$ ).

Потребление реактивной мощности в системе вычисляется по формуле:

$$\sum Q_{п} = \sum Q_{н} + \sum Q_{сн} + \sum \Delta Q_{л} + \sum \Delta Q_{т}, \quad (2.5)$$

где  $\sum Q_{н}$  – нагрузка потребителей;

$\sum Q_{сн}$  – нагрузка собственных нужд;

$\sum \Delta Q_{л}$  – потери мощности в линиях;

$\sum \Delta Q_{т}$  – потери мощности в трансформаторах.

Под балансом реактивной мощности понимают равенство генерируемой и потребляемой мощностей при допустимых отклонениях напряжения у приемников электроэнергии. Ориентировочные потери реактивной мощности для воздушных ЛЭП при напряжении 110 кВ принимаются 4...6 % от модуля полной передаваемой по линии мощности. Потери в трансформаторах принимают 5...9 % от полной мощности, проходящей через трансформатор [1].

В данной схеме электрической сети района электростанции отсутствуют, но имеются мощности, поступающие из соседних районов (см. табл. 1.1):

$$\sum Q_{\Gamma} = 58,9 \text{ МВ} \cdot \text{Ар}$$

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             | 13   |



Погонное значение зарядной мощности, генерируемой воздушными одноцепными линиями при  $U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$  приблизительно равно  $Q_3 = 30 \text{ кВ} \cdot \text{Ар/км}$ , тогда суммарная зарядная мощность ЛЭП равна:

$$\Sigma Q_3 = 0,03 \cdot 380,84 = 11,43 \text{ МВ} \cdot \text{Ар}$$

Реактивная мощность компенсирующих устройств принята равной нулю.

Суммарная нагрузка потребителей по реактивной мощности (см. табл. 1.1):

$$\Sigma Q_H = 62 \text{ МВ} \cdot \text{Ар}$$

В данной сети генераторы отсутствуют, поэтому расход на собственные нужды равен нулю:

$$\Sigma Q_{\text{сн}} = 0 \text{ МВ} \cdot \text{Ар}$$

Суммарные потери реактивной мощности в воздушных линиях:

$$\Sigma \Delta Q_L = 0,04 \cdot \sqrt{157,3^2 + 62^2} = 6,76 \text{ МВ} \cdot \text{Ар}$$

Суммарное потребление реактивной мощности в системе, вычисленное по формуле (2.5):

$$\Sigma Q_{\text{п}} = 62 + 6,76 = 68,76 \text{ МВ} \cdot \text{Ар}$$

Исходя из баланса реактивных мощностей, необходимая обменная мощность с балансирующим узлом находится по формуле:

$$\begin{aligned} \Sigma Q_c &= \Sigma Q_{\text{г}} + \Sigma Q_3 - \Sigma Q_{\text{п}} \\ \Sigma Q_c &= 58,9 + 11,43 - 68,76 = 1,57 \text{ МВ} \cdot \text{Ар} \end{aligned} \quad (2.6)$$

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                             | 14   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             |      |

## 2.2 Расчёт и анализ схемы электрической сети района

Задачей расчета режима заключается в нахождении его параметров с целью определения условий, в которых работает оборудование сети и ее потребители.

Для определения состояния электрической сети рассмотрены следующие характерные нормальные режимы:

- максимальных нагрузок, когда возникают потоки мощности, связанные с наибольшим потреблением электроэнергии;
- минимальных нагрузок;
- послеаварийный режим.

Расчет послеаварийного режима необходим для выявления максимальных значений потоков мощности, возникающие при отключении либо наиболее загруженной линии, либо значительной генерирующей мощности. Схема и параметры электрической сети должны обеспечивать надежность электроснабжения, при которой в случае отключения любой линии или трансформатора сохраняется питание потребителей без ограничения нагрузки с соблюдением нормативного качества электроэнергии [1].

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                             | 15   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             |      |

### 2.2.1 Максимальный режим

При расчёте максимального режима были использованы наибольшие нагрузки сети. Карта максимального режима представлена на рисунке 2.1.

Результаты расчета токовой загрузки ЛЭП в максимальном режиме работы сети приведены в таблице 2.1.

Уровни напряжения на подстанциях и их отклонение от номинального значения представлены в таблице 2.2.

Нормированное значение экономической плотности тока для ВЛ выбрано исходя из среднего значения продолжительности использования максимума нагрузки  $T_{\max}$  в промышленности. Для отрасли открытой угледобычи,  $T_{\max}$  составляет от 4500 до 5000 час/год, следовательно, значение нормированной плотности тока  $j_H$  для неизолированных алюминиевых проводов равно  $0,9 \text{ А/мм}^2$  [2]. Величина плотности тока, не превышающая двукратного значения, наблюдается в линиях с номерами: 1-2, 2-4, 1-17, 17-15, 15-13, 1-19, 19-20, 20-22, 22-13, 13-23, 23-24, 24-25, 25-26, 26-27, 13-32, 32-33, 33-34, 34-27, поэтому замена проводов не требуется [1].

Одним из показателей качества электроэнергии является допустимое отклонение напряжения в узлах сети. Согласно ГОСТ 32144-2013, положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % номинального или согласованного значения напряжения в течение 100 % времени интервала в одну неделю. В сети с напряжением 110 кВ модуль отклонения напряжения не должен превышать 11 %.

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                             | 16   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             |      |

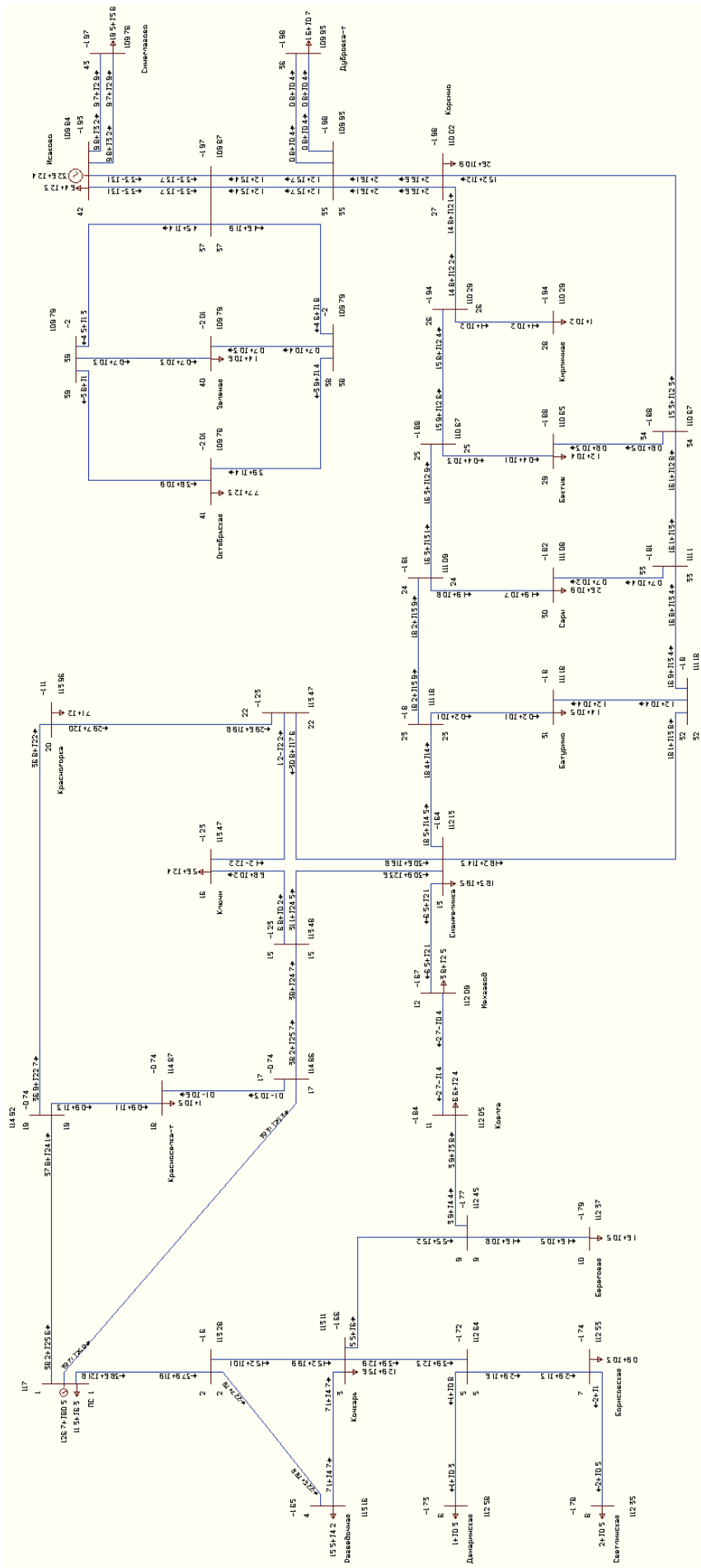


Рисунок 2.1 – Карта режима сети при максимальных нагрузках

|      |      |          |         |      |
|------|------|----------|---------|------|
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |
|------|------|----------|---------|------|

13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ

Таблица 2.1 – Токи в ветвях сети в режиме максимальных нагрузок

| № нач. | № кон. | Тип | Сечение, мм | $I_{доп}$ , А | $I_{max}$ , А | $j$ , А/мм <sup>2</sup> |
|--------|--------|-----|-------------|---------------|---------------|-------------------------|
| 1      | 2      | ЛЭП | 185         | 510           | 219           | 1,18                    |
| 2      | 3      | ЛЭП | 185         | 510           | 93            | 0,50                    |
| 2      | 4      | ЛЭП | 120         | 390           | 124           | 1,03                    |
| 3      | 4      | ЛЭП | 120         | 390           | 44            | 0,37                    |
| 3      | 5      | ЛЭП | 70          | 265           | 25            | 0,36                    |
| 5      | 6      | ЛЭП | 120         | 390           | 6             | 0,05                    |
| 5      | 7      | ЛЭП | 70          | 265           | 17            | 0,24                    |
| 7      | 8      | ЛЭП | 70          | 265           | 12            | 0,17                    |
| 3      | 9      | ЛЭП | 150         | 450           | 42            | 0,28                    |
| 9      | 10     | ЛЭП | 70          | 265           | 9             | 0,13                    |
| 9      | 11     | ЛЭП | 150         | 450           | 30            | 0,20                    |
| 11     | 12     | ЛЭП | 150         | 450           | 16            | 0,11                    |
| 12     | 13     | ЛЭП | 150         | 450           | 35            | 0,23                    |
| 1      | 17     | ЛЭП | 185         | 510           | 232           | 1,25                    |
| 17     | 18     | ЛЭП | 95          | 330           | 3             | 0,03                    |
| 17     | 15     | ЛЭП | 185         | 510           | 231           | 1,25                    |
| 15     | 13     | ЛЭП | 185         | 510           | 201           | 1,09                    |
| 15     | 16     | ЛЭП | 120         | 390           | 35            | 0,29                    |
| 1      | 19     | ЛЭП | 185         | 510           | 227           | 1,23                    |
| 19     | 18     | ЛЭП | 95          | 330           | 8             | 0,08                    |
| 19     | 20     | ЛЭП | 185         | 510           | 218           | 1,18                    |
| 20     | 22     | ЛЭП | 120         | 390           | 181           | 1,51                    |
| 22     | 16     | ЛЭП | 120         | 390           | 13            | 0,11                    |
| 22     | 13     | ЛЭП | 120         | 390           | 181           | 1,51                    |
| 13     | 23     | ЛЭП | 95          | 330           | 121           | 1,27                    |
| 23     | 24     | ЛЭП | 95          | 330           | 119           | 1,25                    |
| 24     | 25     | ЛЭП | 95          | 330           | 109           | 1,15                    |
| 25     | 26     | ЛЭП | 95          | 330           | 106           | 1,12                    |
| 26     | 27     | ЛЭП | 95          | 330           | 100           | 1,05                    |
| 13     | 32     | ЛЭП | 95          | 330           | 119           | 1,25                    |
| 23     | 31     | ЛЭП | 95          | 330           | 1             | 0,01                    |
| 32     | 31     | ЛЭП | 95          | 330           | 7             | 0,07                    |
| 32     | 33     | ЛЭП | 95          | 330           | 112           | 1,18                    |
| 33     | 34     | ЛЭП | 95          | 330           | 108           | 1,14                    |
| 34     | 27     | ЛЭП | 95          | 330           | 102           | 1,07                    |
| 33     | 30     | ЛЭП | 95          | 330           | 4             | 0,04                    |
| 24     | 30     | ЛЭП | 95          | 330           | 11            | 0,12                    |
| 34     | 29     | ЛЭП | 95          | 330           | 5             | 0,05                    |
| 25     | 29     | ЛЭП | 95          | 330           | 3             | 0,03                    |
| 26     | 28     | ЛЭП | 150         | 450           | 5             | 0,03                    |
| 27     | 35     | ЛЭП | 185         | 510           | 36            | 0,19                    |
| 35     | 36     | ЛЭП | 185         | 510           | 5             | 0,03                    |
| 35     | 37     | ЛЭП | 185         | 510           | 31            | 0,17                    |
| 37     | 38     | ЛЭП | 120         | 390           | 26            | 0,22                    |
| 37     | 39     | ЛЭП | 95          | 330           | 25            | 0,26                    |
| 38     | 40     | ЛЭП | 120         | 390           | 4             | 0,03                    |
| 39     | 40     | ЛЭП | 95          | 330           | 4             | 0,04                    |
| 38     | 41     | ЛЭП | 120         | 390           | 22            | 0,18                    |
| 39     | 41     | ЛЭП | 120         | 390           | 21            | 0,18                    |
| 37     | 42     | ЛЭП | 185         | 510           | 26            | 0,14                    |
| 42     | 43     | ЛЭП | 185         | 510           | 54            | 0,29                    |

|      |      |          |         |      |
|------|------|----------|---------|------|
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |
|------|------|----------|---------|------|

13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ

Лист

18

Таблица 2.2 – Уровни напряжения на подстанциях и их отклонение от номинального значения

| Наименование      | U <sub>ном</sub> , кВ | U <sub>расч</sub> , кВ | ΔU, кВ | δU , % U <sub>ном</sub> |
|-------------------|-----------------------|------------------------|--------|-------------------------|
| 1. ПС 1           | 117                   | 117                    | 0      | 6,36                    |
| 2. Разведочная    | 110                   | 113,16                 | 3,16   | 2,87                    |
| 3. Кочкарь        | 110                   | 113,11                 | 3,11   | 2,83                    |
| 4. Демаринская    | 110                   | 112,58                 | 2,58   | 2,35                    |
| 5. Борисовская    | 110                   | 112,53                 | 2,53   | 2,30                    |
| 6. Светлинская    | 110                   | 112,35                 | 2,35   | 2,14                    |
| 7. Береговая      | 110                   | 112,37                 | 2,37   | 2,16                    |
| 8. Коелга         | 110                   | 112,05                 | 2,05   | 1,86                    |
| 9. Мехзавод       | 110                   | 112,09                 | 2,09   | 1,90                    |
| 10. Еманжелинка   | 110                   | 112,13                 | 2,13   | 1,94                    |
| 11. Ключи         | 110                   | 113,47                 | 3,47   | 3,16                    |
| 12. Красноселка-т | 110                   | 114,87                 | 4,87   | 4,43                    |
| 13. Красногорка   | 110                   | 113,96                 | 3,96   | 3,60                    |
| 14. Батурино      | 110                   | 111,18                 | 1,18   | 1,07                    |
| 15. Сары          | 110                   | 111,08                 | 1,08   | 0,98                    |
| 16. Бектыш        | 110                   | 110,65                 | 0,65   | 0,60                    |
| 17. Кирпичная     | 110                   | 110,29                 | 0,29   | 0,26                    |
| 18. Коркино       | 110                   | 110,02                 | 0,02   | 0,02                    |
| 19. Дубровка-т    | 110                   | 109,93                 | -0,07  | 0,06                    |
| 20. Зеленая       | 110                   | 109,79                 | -0,21  | 0,19                    |
| 21. Октябрьская   | 110                   | 109,78                 | -0,22  | 0,20                    |
| 22. Исаково       | 110                   | 109,84                 | -0,16  | 0,15                    |
| 23. Синеглазово   | 110                   | 109,78                 | -0,22  | 0,20                    |

Модуль отклонения напряжения не превышает допустимое значение.

Допустимое превышение напряжения для сетей 110 кВ составляет 5 %, следовательно, оно не должно быть выше 115,5 кВ. Выход напряжения за допустимые пределы не наблюдается.

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             | 19   |

### 2.2.2 Минимальный режим

При расчёте минимального режима нагрузки сети были снижены на 30 %. Карта минимального режима представлена на рисунке 2.2.

Уровни напряжения на подстанциях и их отклонение от номинального значения представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Уровни напряжения на подстанциях и их отклонение от номинального значения

| Наименование      | $U_{\text{ном}}$ , кВ | $U_{\text{расч}}$ , кВ | $\Delta U$ , кВ | $ \delta U $ , % $U_{\text{ном}}$ |
|-------------------|-----------------------|------------------------|-----------------|-----------------------------------|
| 1. ПС 1           | 114                   | 114                    | 0               |                                   |
| 2. Разведочная    | 110                   | 111,29                 | 0               | 1,17                              |
| 3. Кочкарь        | 110                   | 111,25                 | 1,29            | 1,14                              |
| 4. Демаринская    | 110                   | 110,85                 | 1,25            | 0,77                              |
| 5. Борисовская    | 110                   | 110,81                 | 0,85            | 0,73                              |
| 6. Светлинская    | 110                   | 110,68                 | 0,81            | 0,62                              |
| 7. Береговая      | 110                   | 110,77                 | 0,68            | 0,70                              |
| 8. Коелга         | 110                   | 110,60                 | 0,77            | 0,54                              |
| 9. Мехзавод       | 110                   | 110,74                 | 0,6             | 0,67                              |
| 10. Еманжелинка   | 110                   | 110,78                 | 0,74            | 0,71                              |
| 11. Ключи         | 110                   | 111,67                 | 0,78            | 1,52                              |
| 12. Красноселка-т | 110                   | 112,58                 | 1,67            | 2,35                              |
| 13. Красногорка   | 110                   | 111,98                 | 2,58            | 1,80                              |
| 14. Батурино      | 110                   | 110,22                 | 1,98            | 0,20                              |
| 15. Сары          | 110                   | 110,16                 | 0,22            | 0,15                              |
| 16. Бектыш        | 110                   | 109,91                 | 0,16            | 0,08                              |
| 17. Кирпичная     | 110                   | 109,71                 | -0,09           | 0,27                              |
| 18. Коркино       | 110                   | 109,56                 | -0,29           | 0,40                              |
| 19. Дубровка-т    | 110                   | 109,52                 | -0,44           | 0,44                              |
| 20. Зеленая       | 110                   | 109,44                 | -0,48           | 0,51                              |
| 21. Октябрьская   | 110                   | 109,43                 | -0,56           | 0,52                              |
| 22. Исаково       | 110                   | 109,51                 | -0,57           | 0,45                              |
| 23. Синеглазово   | 110                   | 109,47                 | -0,49           | 0,49                              |

Модуль отклонения напряжения не превышает допустимое значение.

Допустимое превышение напряжения для сетей 110 кВ составляет 5 %, следовательно, оно не должно быть выше 115,5 кВ. Превышения напряжения выше допустимого не наблюдается. Напряжения в узлах сети отвечают требованиям ГОСТ 32144-2013 качества электрической энергии.

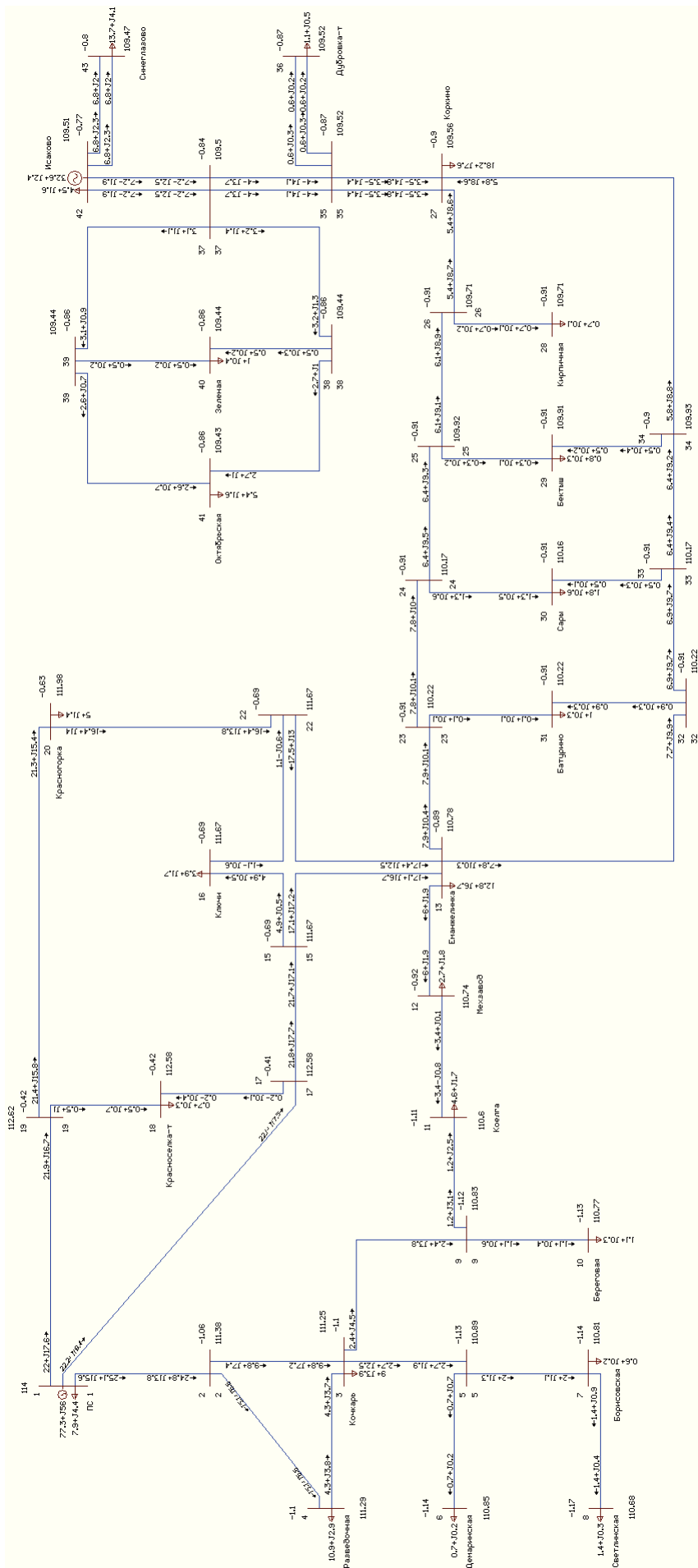


Рисунок 2.2 – Карта режима сети при минимальных нагрузках

|      |      |          |         |      |
|------|------|----------|---------|------|
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |
|      |      |          |         |      |

13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ



### 2.2.3 Послеаварийный режим

Рассмотрены все возможные послеаварийные режимы сети. Результаты расчёта токовой нагрузки ЛЭП представлены в таблице А.1 приложения А.

Наиболее тяжёлый послеаварийный режим возникает при обрыве линии 1-2, так как в этом случае величина тока имеет максимальное значение.

Карта послеаварийного режима представлена на рисунке 2.3.

Уровни напряжения на подстанциях и их отклонение от номинального значения представлены в таблице 2.4. Значение модуля отклонения напряжения на подстанциях: Разведочная, Кочкарь, Демаринская, Борисовская, Светлинская и Береговая превышает допустимое значение.

Таблица 2.4 – Уровни напряжения на подстанциях и их отклонение от номинального значения в послеаварийном режиме

| Наименование      | $U_{\text{ном}}$ , кВ | $U_{\text{расч}}$ , кВ | $\Delta U$ , кВ | $ \delta U $ , % $U_{\text{ном}}$ |
|-------------------|-----------------------|------------------------|-----------------|-----------------------------------|
| 1. ПС 1           | 113                   | 113                    | 0               | 2,73                              |
| 2. Разведочная    | 110                   | 94,65                  | -15,35          | 13,95                             |
| 3. Кочкарь        | 110                   | 94,71                  | -15,29          | 13,90                             |
| 4. Демаринская    | 110                   | 94,13                  | -15,87          | 14,43                             |
| 5. Борисовская    | 110                   | 94,06                  | -15,94          | 14,49                             |
| 6. Светлинская    | 110                   | 93,86                  | -16,14          | 14,67                             |
| 7. Береговая      | 110                   | 97,31                  | -12,69          | 11,54                             |
| 8. Коелга         | 110                   | 99,88                  | -10,12          | 9,20                              |
| 9. Мехзавод       | 110                   | 104,68                 | -5,32           | 4,84                              |
| 10. Еманжелинка   | 110                   | 105,12                 | -4,88           | 4,44                              |
| 11. Ключи         | 110                   | 107,37                 | -2,63           | 2,39                              |
| 12. Красноселка-т | 110                   | 109,63                 | -0,37           | 0,34                              |
| 13. Красногорка   | 110                   | 108,19                 | -1,81           | 1,65                              |
| 14. Батурино      | 110                   | 104,14                 | -5,86           | 5,33                              |
| 15. Сары          | 110                   | 104,04                 | -5,96           | 5,42                              |
| 16. Бектыш        | 110                   | 103,58                 | -6,42           | 5,84                              |
| 17. Кирпичная     | 110                   | 103,18                 | -6,82           | 6,20                              |
| 18. Коркино       | 110                   | 102,88                 | -7,12           | 6,47                              |
| 19. Дубровка-т    | 110                   | 102,77                 | -7,23           | 6,57                              |
| 20. Зеленая       | 110                   | 102,60                 | -7,40           | 6,73                              |
| 21. Октябрьская   | 110                   | 102,59                 | -7,41           | 6,74                              |
| 22. Исаково       | 110                   | 102,66                 | -7,34           | 6,67                              |
| 23. Синеглазово   | 110                   | 102,60                 | -7,40           | 6,73                              |

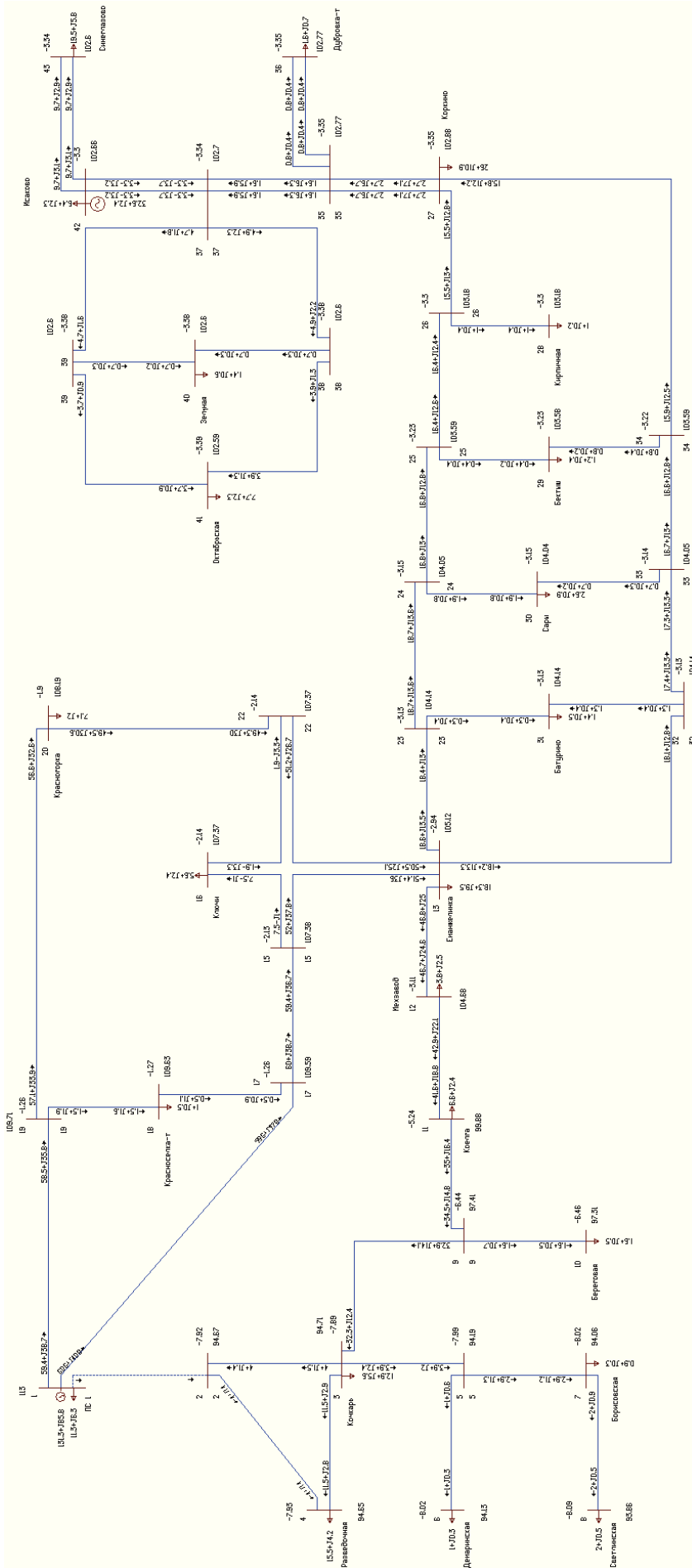


Рисунок 2.3 – Карта режима сети в послеаварийном режиме

|      |      |          |         |      |
|------|------|----------|---------|------|
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |
|------|------|----------|---------|------|

13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ

Результаты расчета токовой загрузки ЛЭП в послеаварийном режиме работы сети приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Токи в ветвях сети в послеаварийном режиме

| № нач. | № кон. | Тип | Сечение, мм | $I_{доп}, A$ | $I_{max}, A$ | $j, A/мм^2$ |
|--------|--------|-----|-------------|--------------|--------------|-------------|
| 1      | 2      | ЛЭП | 185         | 510          | -            | -           |
| 2      | 3      | ЛЭП | 185         | 510          | 26           | 0,14        |
| 2      | 4      | ЛЭП | 120         | 390          | 26           | 0,22        |
| 3      | 4      | ЛЭП | 120         | 390          | 72           | 0,60        |
| 3      | 5      | ЛЭП | 70          | 265          | 28           | 0,40        |
| 5      | 6      | ЛЭП | 120         | 390          | 7            | 0,06        |
| 5      | 7      | ЛЭП | 70          | 265          | 20           | 0,29        |
| 7      | 8      | ЛЭП | 70          | 265          | 13           | 0,19        |
| 3      | 9      | ЛЭП | 150         | 450          | 212          | 1,41        |
| 9      | 10     | ЛЭП | 70          | 265          | 10           | 0,14        |
| 9      | 11     | ЛЭП | 150         | 450          | 224          | 1,49        |
| 11     | 12     | ЛЭП | 150         | 450          | 266          | 1,77        |
| 12     | 13     | ЛЭП | 150         | 450          | 291          | 1,94        |
| 1      | 17     | ЛЭП | 185         | 510          | 373          | 2,02        |
| 17     | 18     | ЛЭП | 95          | 330          | 6            | 0,06        |
| 17     | 15     | ЛЭП | 185         | 510          | 376          | 2,03        |
| 15     | 13     | ЛЭП | 185         | 510          | 346          | 1,87        |
| 15     | 16     | ЛЭП | 120         | 390          | 40           | 0,33        |
| 1      | 19     | ЛЭП | 185         | 510          | 362          | 1,96        |
| 19     | 18     | ЛЭП | 95          | 330          | 12           | 0,13        |
| 19     | 20     | ЛЭП | 185         | 510          | 349          | 1,89        |
| 20     | 22     | ЛЭП | 120         | 390          | 311          | 2,59        |
| 22     | 16     | ЛЭП | 120         | 390          | 21           | 0,18        |
| 22     | 13     | ЛЭП | 120         | 390          | 310          | 2,58        |
| 13     | 23     | ЛЭП | 95          | 330          | 126          | 1,33        |
| 23     | 24     | ЛЭП | 95          | 330          | 128          | 1,35        |
| 24     | 25     | ЛЭП | 95          | 330          | 118          | 1,24        |
| 25     | 26     | ЛЭП | 95          | 330          | 115          | 1,21        |
| 26     | 27     | ЛЭП | 95          | 330          | 113          | 1,19        |
| 13     | 32     | ЛЭП | 95          | 330          | 124          | 1,31        |
| 23     | 31     | ЛЭП | 95          | 330          | 3            | 0,03        |
| 32     | 31     | ЛЭП | 95          | 330          | 7            | 0,07        |
| 32     | 33     | ЛЭП | 95          | 330          | 121          | 1,27        |
| 33     | 34     | ЛЭП | 95          | 330          | 117          | 1,23        |
| 34     | 27     | ЛЭП | 95          | 330          | 113          | 1,19        |
| 33     | 30     | ЛЭП | 95          | 330          | 4            | 0,04        |
| 24     | 30     | ЛЭП | 95          | 330          | 12           | 0,13        |
| 34     | 29     | ЛЭП | 95          | 330          | 5            | 0,05        |
| 25     | 29     | ЛЭП | 95          | 330          | 3            | 0,03        |
| 26     | 28     | ЛЭП | 150         | 450          | 6            | 0,04        |
| 27     | 35     | ЛЭП | 185         | 510          | 43           | 0,23        |
| 35     | 36     | ЛЭП | 185         | 510          | 5            | 0,03        |

Продолжение таблицы 2.5

| № нач. | № кон. | Тип | Сечение, мм | $I_{\text{доп}}, \text{А}$ | $I_{\text{max}}, \text{А}$ | $j, \text{А/мм}^2$ |
|--------|--------|-----|-------------|----------------------------|----------------------------|--------------------|
| 35     | 37     | ЛЭП | 185         | 510                        | 36                         | 0,19               |
| 37     | 38     | ЛЭП | 120         | 390                        | 30                         | 0,25               |
| 37     | 39     | ЛЭП | 95          | 330                        | 28                         | 0,29               |
| 38     | 40     | ЛЭП | 120         | 390                        | 4                          | 0,03               |
| 39     | 40     | ЛЭП | 95          | 330                        | 4                          | 0,04               |
| 38     | 41     | ЛЭП | 120         | 390                        | 23                         | 0,19               |
| 39     | 41     | ЛЭП | 95          | 330                        | 22                         | 0,18               |
| 37     | 42     | ЛЭП | 185         | 510                        | 28                         | 0,15               |
| 42     | 43     | ЛЭП | 185         | 510                        | 57                         | 0,31               |

Превышение плотности тока более чем в два раза наблюдается в линиях с номерами: 12-13, 1-17, 17-15, 15-13, 1-19, 19-20, 20-22, 22-13, поэтому необходимо прокладывать дополнительные линии, либо проводить реконструкцию существующих линий.

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             | 25   |

### 3 РАЗРАБОТКА ПС 110/6 КВ «ЗЕЛЁНАЯ»

#### 3.1 Разработка главной схемы подстанции

Главная схема электрических соединений ПС выбирается из типовых принципиальных схем РУ 35–750 кВ [3] с рекомендациями по применению [4].

##### 3.1.1 Выбор схемы РУ ВН

ПС «ЗЕЛЁНАЯ» является тупиковой с двухсторонним питанием. Напряжение на шинах ВН  $U_{ВН}$  равно 110 кВ.

Выбранная схема 110-4Н: два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линии, представлена на рисунке 3.1.

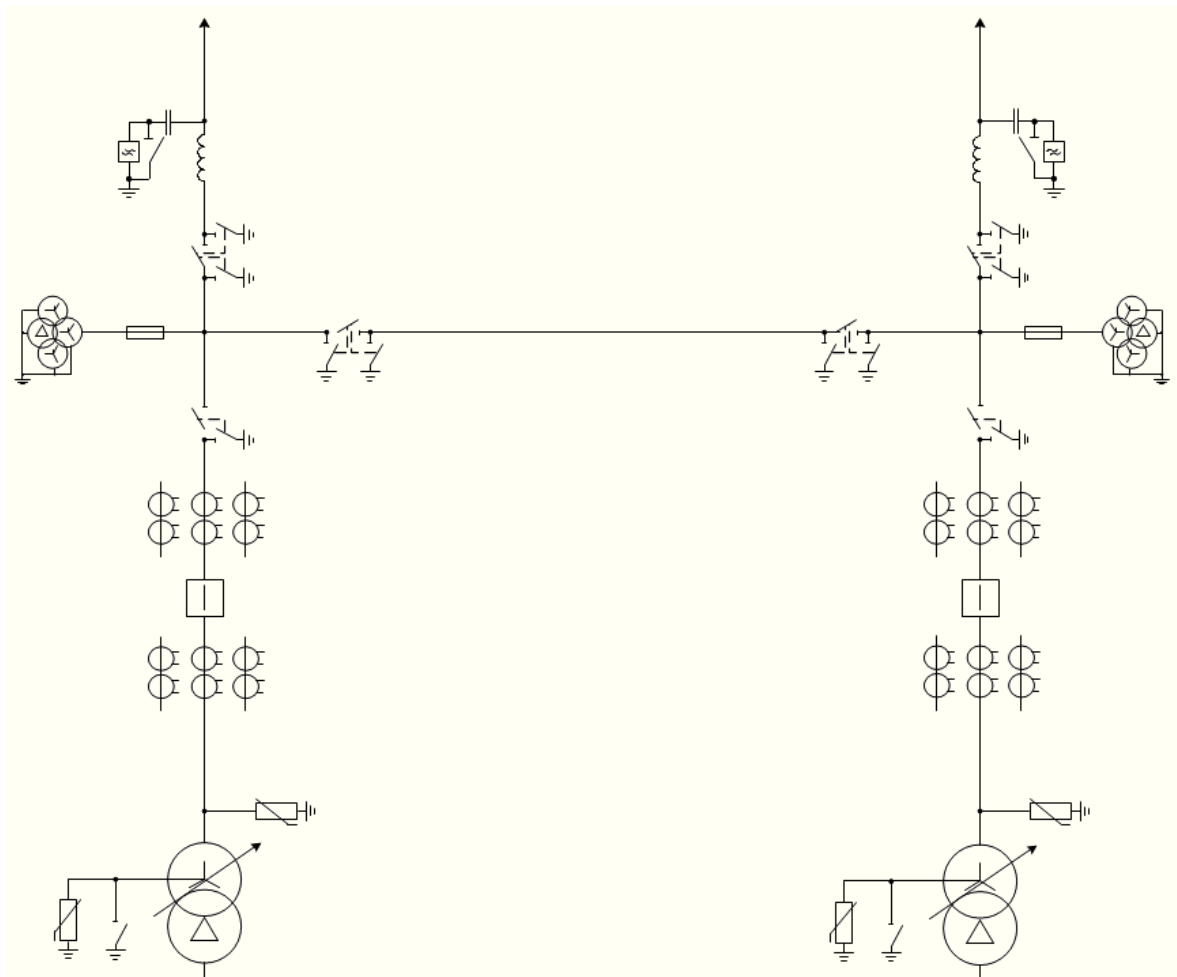


Рисунок 3.1 - Схема 110-4Н

РУ выбранной схемы занимает минимальные отчуждаемые площади, а также является наиболее дешёвой с учётом количества присоединений.

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      |                             | Лист |
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | 26   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             |      |

Схема является лучшей по надёжности и экономичности для тупиковых двухтрансформаторных ПС при использовании современных элегазовых выключателей.

### 3.1.2 Выбор схемы РУ НН

Напряжение на шинах НН  $U_{НН} = 6$  кВ.

Выбранная схема 10(6) – 1: одна, секционированная выключателем система шин, представлена на рисунке 3.2.

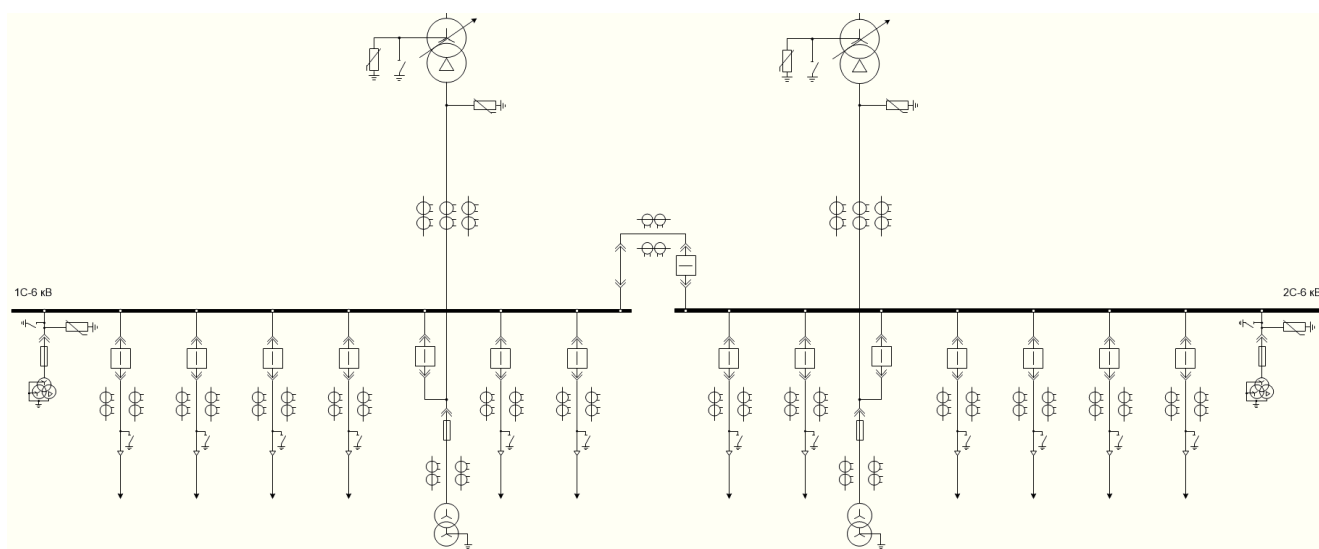


Рисунок 3.2 – Схема 10(6)-1

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             | 27   |

### 3.2 Выбор количества и мощности силовых трансформаторов

Выбор трансформаторов включает в себя определение числа, типа и номинальной мощности трансформаторов.

Выбор количества трансформаторов (автотрансформаторов) зависит от требований к надежности электроснабжения питающихся от подстанций потребителей и является, таким образом, технико-экономической задачей. Установка одного трансформатора недопустима, т.к. такое решение допустимо лишь при резервировании потребителей первой и второй категории по сетям среднего и низшего напряжения.

Так как большей частью от подстанции питаются потребители всех трех категорий, и питание от системы подводится лишь со стороны ВН, то по условию надежности требуется установка двух трансформаторов.

Выбор номинальной мощности трансформатора производят с учетом его нагрузочной способности. В общем случае условие выбора мощности трансформатора имеет вид:

$$2S_{\text{ном.т}} \geq 0,7S_{\text{нагр}} \quad (3.1)$$

Суммарная мощность нагрузки на подстанции определяется по формуле:

$$S_{\text{нагр}} = \sqrt{P_{\text{н}}^2 + Q_{\text{н}}^2} \quad (3.2)$$

$$S_{\text{нагр}} = \sqrt{2,5^2 + 1,1^2} = 2,73 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Из формулы (3.2.1) следует:

$$2 \cdot S_{\text{ном.т}} \geq 0,7 \cdot 2,73 = 1,91 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Мощность трансформатора определяется из условия:

$$S_{\text{т}} \geq \frac{S_{\text{макс}}}{k_{\text{п.ав}}}, \quad (3.3)$$

где  $S_{\text{макс}} = S_{\text{нб}}$  для понижающих трансформаторов.

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                             | 28   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             |      |

При установке на подстанции двух трансформаторов расчетным является случай отказа одного из трансформаторов, когда оставшийся в работе трансформатор с учетом аварийной перегрузки должен передавать всю необходимую мощность:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{max}}}{\cos \phi (N_T - 1)} \leq S_{\text{ном}} \cdot k_{\text{п.ав}}, \quad (3.4)$$

где  $N_T$  – количество трансформаторов;

$k_{\text{п.ав}}$  – коэффициент аварийной перегрузки трансформаторов.

Расчетный коэффициент аварийной перегрузки трансформаторов при проектировании принимается равным 1,4. Такая перегрузка допустима в течение не более 5 суток при условии, если коэффициент начальной нагрузки не более 0,93, а длительность максимума нагрузки не более 6 часов в сутки.

$$S_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{max}}}{N_T - 1} \quad (3.5)$$

$$S_{\text{расч}} = \frac{2,73}{2 - 1} = 2,73 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

С учетом условия (3.3):

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{2,73}{1,4} = 1,95 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

По справочнику [2] выбран трансформатор ТМН-2500/110.

ТМН-2500/110 – стационарный силовой масляный трехфазный двухобмоточный трансформатор общего назначения с регулированием напряжения под нагрузкой, с системой охлаждения вида "М" – естественное масляное, предназначен для работы в умеренном климате в условиях наружной установки.

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                             | 29   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             |      |



Каталожные и расчётные данные устанавливаемого трансформатора ТМН-2500/110 приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Каталожные и расчётные данные трансформатора

| Тип              | S <sub>ном</sub> ,<br>МВ·А | Пределы<br>регулирувания | Каталожные данные     |     |                    |                          |                          |                       | Расчётные данные       |                        |                            |
|------------------|----------------------------|--------------------------|-----------------------|-----|--------------------|--------------------------|--------------------------|-----------------------|------------------------|------------------------|----------------------------|
|                  |                            |                          | U <sub>ном</sub> , кВ |     | u <sub>к</sub> , % | ΔP <sub>к</sub> ,<br>кВт | ΔP <sub>х</sub> ,<br>кВт | I <sub>х</sub> ,<br>% | R <sub>т</sub> ,<br>Ом | X <sub>т</sub> ,<br>Ом | ΔQ <sub>х</sub> ,<br>кВ·Ар |
|                  |                            |                          | ВН                    | НН  |                    |                          |                          |                       |                        |                        |                            |
| ТМН-<br>2500/110 | 2,5                        | +10×1,5 %<br>-8×1,5 %    | 110                   | 6,6 | 10,5               | 22                       | 5,5                      | 1,5                   | 42,6                   | 508,2                  | 37,5                       |

Проверка трансформатора из условия 70% загрузки в нормальном режиме:

$$\frac{S_H}{S_{\text{НОМ.Т}} \cdot N_T} \leq 0,7 \quad (3.6)$$

$$\frac{2,73}{2,5 \cdot 2} \leq 0,7;$$

$$0,546 \leq 0,7.$$

В аварийном режиме (при отключении одного трансформатора) остается в работе один трансформатор. Таким образом, загрузка трансформатора в аварийном режиме составит:

$$\frac{S_H}{S_{\text{НОМ.Т}}(N_T - 1)} \leq 1,4 \quad (3.7)$$

$$\frac{2,73}{2,5(2 - 1)} \leq 1,4;$$

$$1,09 \leq 1,4.$$

Следовательно, в нормальном и аварийном режимах трансформатор, работая с перегрузкой, сможет обеспечить полноценное питание потребителей.

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             | 30   |

### 3.3 Расчет токов короткого замыкания

Электрические аппараты и шинные конструкции распределительных устройств должны быть проверены на электродинамическую и термическую устойчивость. Отключающие аппараты (выключатели, предохранители) проверяют, кроме того, по отключающей способности. Для этого необходимо определить расчетные токи короткого замыкания, предварительно составив расчетную схему и наметив расчетные точки короткого замыканий.

При составлении расчетной схемы для выбора аппаратов и проводников одной цепи выбирают режим установки, при котором в этой цепи будет наибольший ток короткого замыкания. При этом не учитываются режимы, не предусмотренные для длительной эксплуатации.

В качестве расчетной точки короткого замыкания принимается точка, при повреждении в которой через выбираемый аппарат или проводник будет протекать наибольший ток.

Расчетным видом короткого замыкания при проверке электродинамической стойкости аппаратов и жестких шин с относящимися к ним поддерживающими и опорными конструкциями является трехфазное короткое замыкание. Термическая стойкость проверяется также по трехфазному короткому замыканию.

Расчет токов короткого замыкания произведён с помощью программы ТоКо [23], результаты расчетов в программе представлены на рисунках 3.3 и 3.4.

В ходе расчета были определены действующие значения периодической составляющей тока короткого замыкания в точке КЗ, аperiodические составляющие и ударные токи в месте КЗ.

Для расчета тока КЗ была взята известная мощность трёхфазного КЗ системы:

$$S_k = 5000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                             | 31   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             |      |

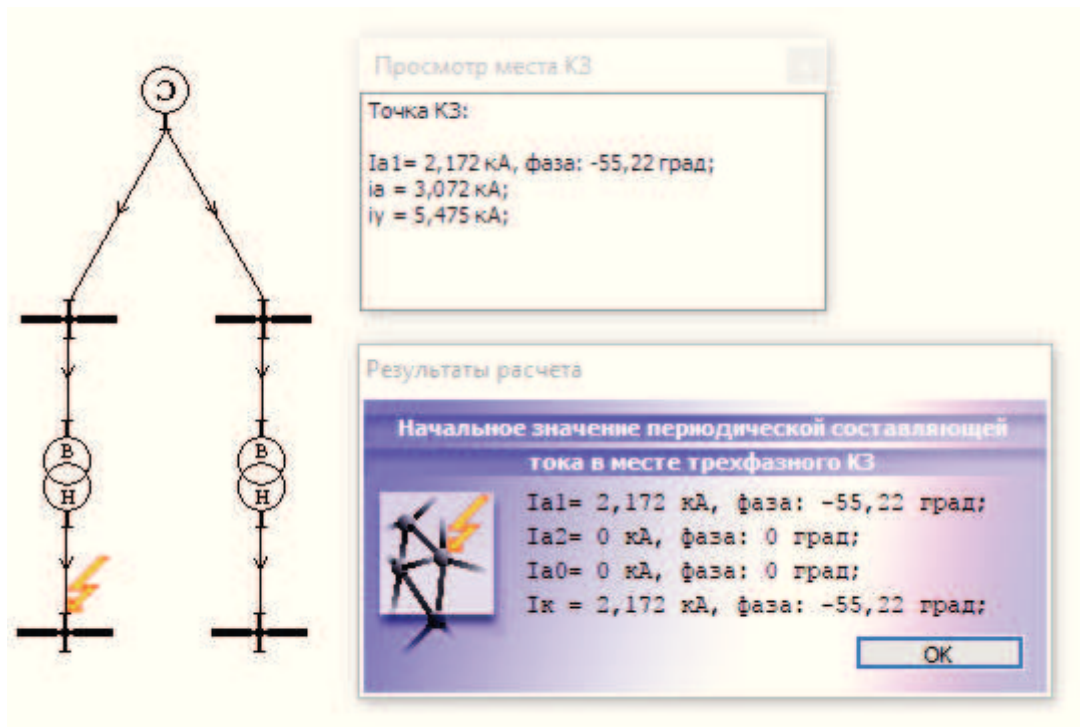


Рисунок 3.3 – Расчет токов КЗ на стороне НН

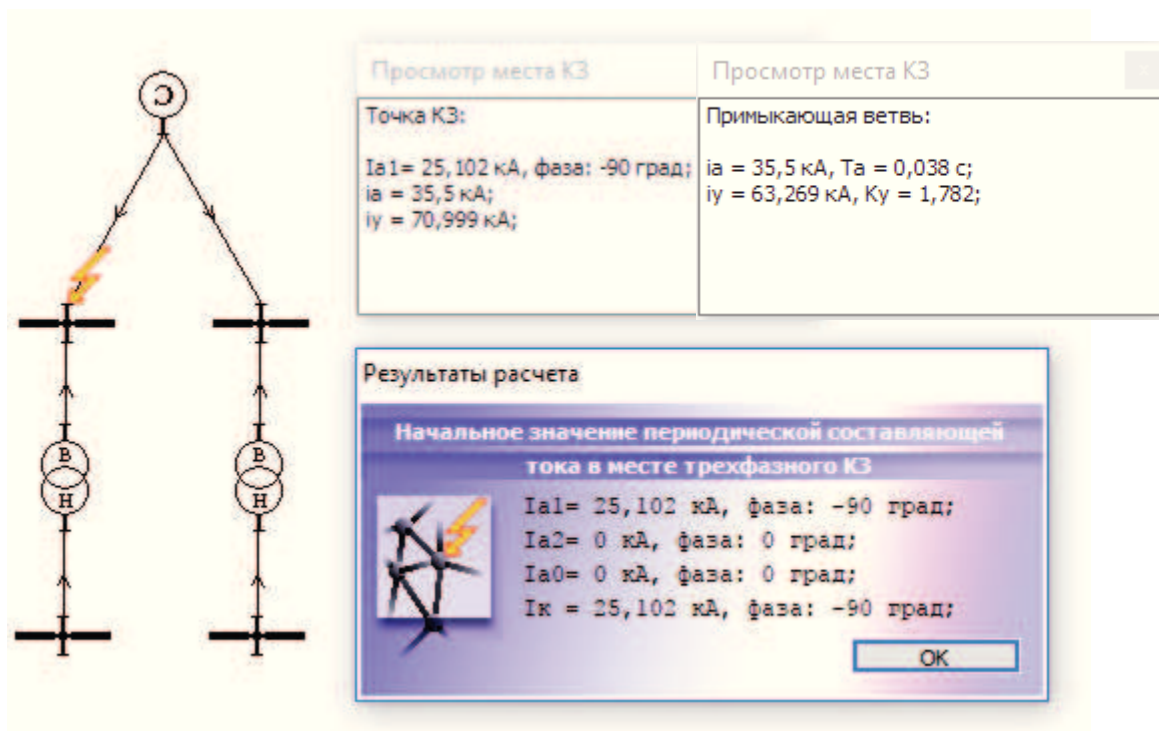


Рисунок 3.4 – Расчет токов КЗ на стороне ВН

|      |      |          |         |      |
|------|------|----------|---------|------|
|      |      |          |         |      |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |

Значение ударного тока КЗ можно рассчитать по формуле:

$$I_{у.кз} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot k_y, \quad (3.8)$$

где  $I_{у.кз}$  – мгновенное значение ударного тока КЗ, кА;

$I_{п0}$  – действующее значение периодической составляющей тока КЗ фазы, кА;

$k_y$  – ударный коэффициент тока КЗ.

Для системы, связанной со сборными шинами 6...10 кВ значение ударного коэффициента:  $k_y = 1,7$ .

Для системы, связанной с шинами 110...150 кВ значение ударного коэффициента:  $k_y = 1,717$ .

Амплитудное значение ударного тока короткого замыкания на стороне НН определяется по формуле (3.8):

$$I_{у.кз} = \sqrt{2} \cdot 2,172 \cdot 1,7 = 5,22 \text{ кА}$$

Амплитудное значение ударного тока короткого замыкания на стороне ВН также определяется по формуле (3.8):

$$I_{у.кз} = \sqrt{2} \cdot 25,102 \cdot 1,717 = 60,95 \text{ кА}$$

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                             | 33   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             |      |

### 3.4 Выбор выключателей на стороне ВН

Выключатели выбирают:

- 1) по напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (3.9)$$

- 2) по номинальному току:

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}; I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}; \quad (3.10)$$

- 3) по отключающей способности.

Перед выбором выключателей необходимо найти токи, протекающие через трансформатор на стороне высокого напряжения в нормальном и аварийном режиме:

$$I_{\text{тр.ВН}} = 0,7 \frac{S_{\text{ном.тр.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} \quad (3.11)$$

$$I_{\text{тр.ВН}} = \frac{0,7 \cdot 2,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 9,2 \text{ А}$$

$$I_{\text{тр.ВН.ав.}} = 1,4 \frac{S_{\text{ном.тр.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} \quad (3.12)$$

$$I_{\text{тр.ВН.ав.}} = \frac{1,4 \cdot 2,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 18,4 \text{ А}$$

Параметры выключателя и необходимые требования к нему сведены в таблицу 3.2. Величины, входящие в таблицу, вычислены по следующим формулам:

- 1) Проверка на симметричный ток отключения по условиям:

$$I_{\text{п.0.ВН}} \leq I_{\text{отк.ном}}, \quad (3.13)$$

$$i_{\text{у.ВН}} \leq i_{\text{у}}, \quad (3.14)$$

где  $i_{\text{у}}$  – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

$i_{\text{у.ВН}}$  – значение ударного тока КЗ.

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                             | 34   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             |      |

$$25,1 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА},$$

$$71 \text{ кА} \leq 102 \text{ кА}.$$

2) На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$W_k \leq W_{\text{к.кат}}, \quad (3.15)$$

где  $W_k$  – тепловой импульс по расчёту;

$W_{\text{к.кат}}$  – тепловой импульс по каталогу.

$$W_k = I_{\text{п(0)ВН}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a), \quad (3.16)$$

где  $I_{\text{п(0)ВН}}$  – действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

$t_{\text{отк}}$  – время отключения;

$T_a = 0,038$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

$$W_{\text{к.кат}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (3.17)$$

где  $I_{\text{тер}}$  – ток термической стойкости по каталогу;

$t_{\text{тер}}$  – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу.

Время отключения находится по выражению:

$$t_{\text{отк}} = t_{\text{р.з}} + t_{\text{о.в}}, \quad (3.18)$$

где  $t_{\text{р.з}}$  – время действия основной релейной защиты;

$t_{\text{о.в}}$  – полное время отключения выключателя по каталогу.

$$t_{\text{отк}} = 0,1 + 0,035 = 0,135 \text{ с},$$

Из формул (3.16) и (3.17) следует:

$$W_k = 25,1^2 \cdot (0,135 + 0,038) = 109,01 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$W_{\text{к.кат}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Проверка возможности отключения аperiodической составляющей тока короткого замыкания  $i_{\text{а.т}}$  в момент расхождения контактов по условию:

$$i_{\text{а.т}} \leq i_{\text{а ном}} \quad (3.19)$$

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                             | 35   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             |      |

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{отк. ном} \cdot \frac{\beta_H}{100\%}, \quad (3.20)$$

где  $\beta_H$  – допустимое относительное содержание аperiodической составляющей в отключаемом токе.

Если  $t_{отк} > 0,09$  с, то  $\beta_H$  равняется нулю.

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{0\%}{100\%} = 56,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$I_{П(0)ВН} \leq I_{отк.ном}$ , но  $i_{a.т} \geq i_{a.ном}$ , поэтому необходимо провести проверку по полному току короткого замыкания:

$$\sqrt{2} \cdot I_{П(0)ВН} + i_{a.т} \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100\%}\right) \quad (3.21)$$

$$\sqrt{2} \cdot 25,1 + 35,5 \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{40\%}{100\%}\right)$$

$$71 \leq 79,2$$

Таблица 3.2 – Параметры выключателя и расчетные параметры

| Расчетные данные                  | Каталожные данные                |
|-----------------------------------|----------------------------------|
|                                   | Выключатель<br>ВГТ-110-40/3150У1 |
| $U_{ном} = 110$ кВ                | $U_{ном} = 110$ кВ               |
| $I_{max} = 18,4$ А                | $I_{ном} = 2500$ А               |
| $I_{П(0)ВН} = 25,1$ кА            | $I_{откл. ном} = 40$ кА          |
| $i_{a.т} = 35,5$ кА               | $i_{a.ном} = 56,6$ кА            |
| $i_y = 71$ кА                     | $i_{дин} = 102$ кА               |
| $I_{П(0)ВН} = 25,1$ кА            | $I_{гер} = 40$ кА                |
| $B_k = 109,01$ кА <sup>2</sup> ·с | $B_k = 4800$ кА <sup>2</sup> ·с  |

Выбранный выключатель типа ВГТ-110-40/3150У1 со встроенными трансформаторами тока проходит по необходимым параметрам.

Для упрощения монтажа и эксплуатации оборудования на ОРУ-110 кВ, все высоковольтные аппараты выбираются одинаковыми.

Основные преимущества элегазовых выключателей серии ВГТ:

- 1) высокая надежность работы;
- 2) применение надежного автономного и не требующего мощных источников питания пружинного привода, имеющего более чем 16-летний опыт эксплуатации в составе маломасляных выключателей серии ВМТ;
- 3) высокая заводская готовность, простой и быстрый монтаж;
- 4) отсутствие необходимости в техническом обслуживании и ремонтах при нормальных условиях эксплуатации;
- 5) высокий механический и коммутационный ресурсы, качество комплектующих, обеспечивающих 20-летний межремонтный период;
- 6) низкий уровень шума при срабатывании, соответствие высоким природоохранным требованиям;
- 7) низкие динамические нагрузки на фундаментные опоры;
- 8) полная взаимозаменяемость (по габаритно-установочным размерам и приводам) с маломасляными выключателями серии ВМТ.

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                             | 37   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             |      |



### 3.5 Выбор разъединителей на стороне ВН

Выбраны по максимальному току разъединители РГП-110/1250-УХЛ1.  
поворотные двухколонковые

РГП-110/1250-УХЛ1:

РГП – разъединитель горизонтально поворотного типа с полимерной изоляцией;

110 – номинальное напряжение, кВ;

1250 – номинальный ток, А;

УХЛ1 – климатическое исполнение (умеренный климат, наружная установка).

Сравнение расчетных и каталожных данных представлено в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Сравнение данных разъединителя

| Расчетные данные                         | Каталожные данные                                        |
|------------------------------------------|----------------------------------------------------------|
|                                          | Разъединитель<br>РГП-110/1250-УХЛ1                       |
| $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$        | $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$                        |
| $I_{\text{max}} = 18,4 \text{ А}$        | $I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$                        |
| $i_y = 0,025 \text{ кА}$                 | $i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$                         |
| $B_k = 3,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{\text{к.кат}} = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Вывод: данные разъединители подходят для дальнейшей установки на ОРУ 110 кВ ПС «Зелёная».

### 3.6 Выбор трансформаторов тока на стороне ВН

Трансформаторы тока, предназначенные для питания измерительных приборов, выбираются:

- 1) по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (3.22)$$

- 2) по номинальному току:

$$I_{max.раб} \leq I_{1ном}, \quad (3.23)$$

где  $I_{1ном}$  – номинальный первичный ток ТТ.

- 3) по конструкции и классу точности;

- 4) по электродинамической стойкости:

$$i_{уд.ВН} \leq i_{дин}; \quad (3.24)$$

- 5) по термической стойкости:

$$B_{к.кат} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (3.25)$$

- 6) по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (3.26)$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка ТТ;

$Z_{2ном}$  – номинальная нагрузка ТТ в выбранном классе точности.

Для обеспечения выбранного класса точности необходимо, чтобы выполнялось условие:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (3.27)$$

В цепях ВН выбраны встроенные в выключатель ВГТ-110-40/2500У1 трансформаторы тока типа ТРГ-110. Сравнение каталожных и расчетных данных трансформатора приведено в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Сравнение данных трансформатора тока

| Расчетные данные   | Каталожные данные                       |
|--------------------|-----------------------------------------|
|                    | ТРГ-110                                 |
| $U_{уст} = 110$ кВ | $U_{ном} = 110$ кВ                      |
| $I_{max} = 18,4$ А | $I_{1ном} = 5 \dots 3000$ (с шагом 5 А) |

Электродинамическая и термическая стойкость встроенных ТТ определяется, соответственно, электродинамической и термической стойкостью выключателя, поэтому такие ТТ по этому условию не проверяются.

Встроенные трансформаторы тока ТРГ-110 удовлетворяют вышеперечисленным требованиям. Выключатель ВГТ-110-40/2500У1 комплектуется с ТТ с номинальным вторичным током  $I_{2.ном} = 5 \text{ А}$ .

В соответствии с заводской документацией установленные на подстанции выключатели ТРГ-110 комплектуется 4-мя встроенными ТТ.

Для релейной защиты используются ТТ: ТА1, ТА4, ТА5.

Для измерений и подключения АИИС КУЭ используется ТТ ТА2.

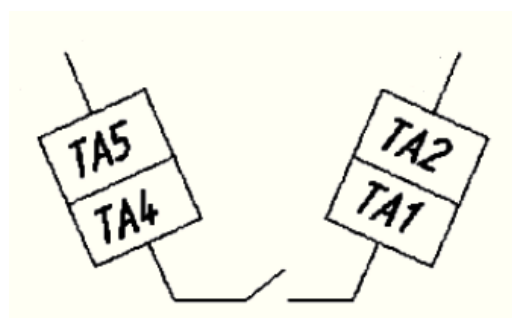


Рисунок 3.5 – Расположение трансформаторов тока на вводах выключателя ТРГ-110

Схема подключения измерительных приборов к трансформатору тока ТА2 представлена на рисунке 3.6.

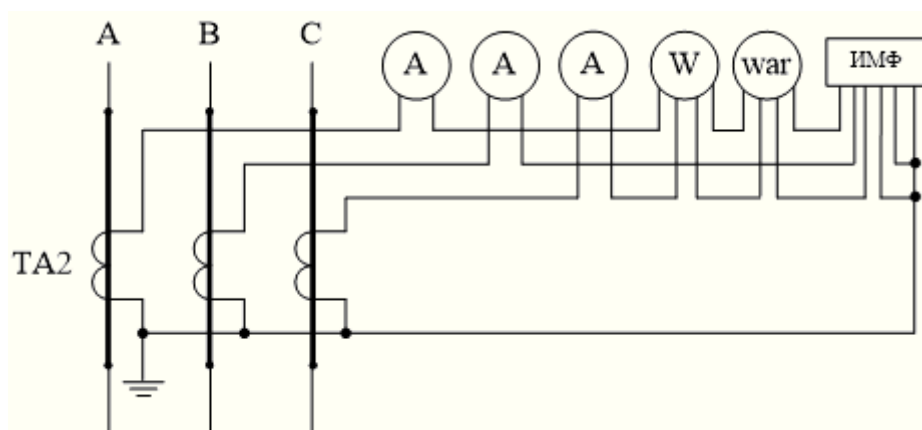


Рисунок 3.6 – Схема подключения измерительных приборов к трансформатору тока ТА2

Таблица 3.5 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока ТА2

| Прибор                      | Тип      | Нагрузка фазы, В·А |     |      |
|-----------------------------|----------|--------------------|-----|------|
|                             |          | А                  | В   | С    |
| Амперметр                   | Э-335    | 0,5                | 0,5 | 0,5  |
| Счётчик активной энергии    | СА3-И674 | 2,5                | -   | 2,5  |
| Счётчик реактивной энергии  | СР4-И689 | 2,5                | -   | 2,5  |
| Ваттметр                    | D-335    | 0,5                | -   | 0,5  |
| Варметр                     | D-335    | 0,5                | -   | 0,5  |
| Индикатор микропроцессорный | ИМФ-3Р   | 9                  | 9   | 9    |
| Итого                       |          | 15,5               | 9,5 | 15,5 |

ТТ выбирается по вторичной нагрузке для наиболее нагруженной фазы (А и С).

Для обеспечения выбранного класса точности необходимо, чтобы действительная нагрузка вторичной цепи  $Z_2$  не превосходила нормированной для данного класса точности нагрузки  $Z_{2ном}$ , Ом, т.е. выполнялось условие (3.28):

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (3.28)$$

где  $Z_{2ном}$  – номинальная нагрузка трансформаторов тока в выбранном классе точности (класс точности принят 0,5S).

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому:

$$Z_2 \approx Z_{2ном} \quad (3.29)$$

Вторичная нагрузка  $r_2$  состоит из сопротивления приборов  $r_{приб}$ , соединительного кабеля  $r_{пр}$  и переходного сопротивления контактов  $r_k$  (принимается 0,05 Ом при двух – трёх приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов):

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k, \quad (3.30)$$

где  $r_{приб}$  – сопротивления приборов;

$r_{пр}$  – сопротивления соединительных проводов;

$r_k$  – переходное сопротивление контактов.

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2}, \quad (3.31)$$

где  $S_{\text{приб}}$  – мощность, потребляемая приборами;

$I_{2\text{ном}}$  – вторичный номинальный ток прибора.

$$r_{\text{приб}} = \frac{15,5}{5^2} = 0,62 \text{ Ом}$$

Провода с медными жилами ( $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ ) применяются во вторичных цепях основного и вспомогательного оборудования электростанций с агрегатами, мощностью по 100 МВт и более, а также на подстанциях с высшим напряжением 220 кВ и выше. В остальных случаях во вторичных цепях применяются провода с алюминиевыми жилами ( $\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ ).

В качестве соединительных проводов в соответствии с ПУЭ [5] применяем многожильные контрольные кабели АКВВГ с сечением (по условию прочности) 4 мм<sup>2</sup>.

Сопротивление соединительного провода определяется по выражению:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot L_{\text{расч}}}{S_{\text{к}}}, \quad (3.32)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала жил кабеля;

$L_{\text{расч}}$  – расчетная длина контрольного кабеля от ТТ-110 кВ до места установки приборов зависящая от схемы соединения ТТ;

$S_{\text{к}}$  – сечение контрольного кабеля, 4 мм<sup>2</sup>.

Так как ТТ соединены по схеме полной звезды, то:  $L_{\text{расч}} = 60 \text{ м}$  [6].

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,42 \text{ Ом}$$

Вторичная нагрузка по формуле (3.30):

$$r_2 = 0,62 + 0,42 + 0,1 = 1,14 \text{ Ом}$$

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                             | 42   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             |      |

Полное сопротивление вторичной нагрузки ТТ при номинальной мощности:

$$Z_{2\text{НОМ}} = \frac{S_{2\text{НОМ}}}{I_{2\text{НОМ.ТТ}}^2}, \quad (3.33)$$

где  $S_{2\text{НОМ}}$  – номинальная мощность нагрузки в заданном классе точности;

$I_{2\text{НОМ.ТТ}}$  – номинальный вторичный ток ТТ.

$$Z_{2\text{НОМ}} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом}$$

Из условия (3.28) следует:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$$

$$1,14 \leq 1,2$$

Следовательно, данный встроенный трансформатор тока будет работать в заданном классе точности.

Основные преимущества ТРГ-110:

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             | 43   |

### 3.7 Выбор трансформатора напряжения на стороне ВН

Трансформатор напряжения предназначен для преобразования напряжения до величины удобной для измерения, а также для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Приняты к установке элегазовые трансформаторы напряжения типа ЗНГ-110-УХЛ1.

Трансформаторы напряжения выбираются:

- 1) по напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (3.34)$$
$$\frac{110}{\sqrt{3}} \leq 110;$$

- 2) по конструкции и схеме соединения обмоток;
- 3) по классу точности;
- 4) по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{ном}}, \quad (3.35)$$

где  $S_{2\Sigma}$  – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к ТН, В·А;

$S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность вторичной обмотки в выбранном классе точности;

$$21,5 \text{ В} \cdot \text{А} \leq 225 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Данные трансформаторы имеют 4 обмотки: первичная  $110/\sqrt{3}$  кВ, две основных вторичных (обмотки «У», «И») на  $110/\sqrt{3}$  В и одну дополнительную вторичную (обмотка «Д») на 100 В. Для класса точности 0,2S (обмотка «У») трансформатор имеет номинальную мощность вторичной цепи 75 В·А.

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             | 44   |

Таблица 3.6 – Нагрузка трансформатора напряжения на ВН

| Прибор                                  | Тип    | S, В·А | Число приборов | Потребляемая мощность, В·А |
|-----------------------------------------|--------|--------|----------------|----------------------------|
| Вольтметр                               | СВ3020 | 4      | 1              | 4                          |
| Ваттметр                                | СР3020 | 2,5    | 1              | 2,5                        |
| Варметр                                 | СР3020 | 2,5    | 1              | 2,5                        |
| Индикатор микропроцессорный фиксирующий | ИМФ-3Р | 1,5    | 1              | 1,5                        |
| Итого                                   |        |        |                | 21,5                       |

В соответствии с ПУЭ [5] жилы контрольных кабелей для присоединения под винт к зажимам панелей и аппаратов должны иметь сечения не менее 2,5 мм<sup>2</sup> для медных жил. Для соединения всех ТН с приборами принимаем медный контрольный кабель АКВВГ с сечением жил 2,5 мм<sup>2</sup> по условию механической прочности.

Основные преимущества ЗНГ-110-УХЛ1:

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             | 45   |



### 3.8 Выбор токоведущих частей и изоляторов на стороне ВН

В распределительном устройстве принята к установке жесткая ошиновка ОЖ-110.1000-УХЛ 1.

Конструктивно жесткая ошиновка выполняется из следующих элементов и узлов:

- Шины плоского сечения из алюминиевого сплава 1915.Т, который при хорошей электрической проводимости обладает достаточно высокой прочностью;
- Узлы крепления шин, которые выполнены в виде стальных скоб круглого, либо плоского сечения.

Ошиновка в пределах ОРУ 110 кВ выбирается по допустимому току. При этом учитываются не только нормальные, но и послеаварийные режимы, а также режимы в период ремонтов и возможность неравномерного распределения токов между секциями шин.

Таблица 3.7 – Проверка ошиновки по допустимому току

| Максимальный длительный ток (расчётный), А | Допустимый длительный ток, А | Ударный ток, кА | Допустимый ударный ток, кА |
|--------------------------------------------|------------------------------|-----------------|----------------------------|
| 18,4                                       | 1000                         | 71              | 80                         |

Подвесные изоляторы используются в блоке приема подстанции. Обычно для этой цепи применяют изоляторы, однотипные с изоляторами подходящих ЛЭП 110 кВ. Выбран полимерный изолятор ЛК 70/110-А-2 УХЛ1:

Л – стержневой подвесной линейный;

К – кремнийорганическая резина.

Технические данные линейного изолятора приведены в таблице 3.8.

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             | 46   |

Таблица 3.8 – Технические данные изолятора

| Наименование параметра                                                                                              | ЛК 70/110-А-2 УХЛ1 |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------|
| Механическая сила при растяжении не менее, кН                                                                       | 70                 |
| Номинальное напряжение, кВ                                                                                          | 110                |
| Степень загрязнения (СЗ) по ПУЭ [5], СТО 56947007-29.240.068-2011                                                   | 2                  |
| Строительная высота Н, мм                                                                                           | 1280               |
| Длина изоляционной части L, мм                                                                                      | 1032               |
| Диаметр грузонесущего стержня, мм                                                                                   | 16                 |
| Длина пути утечки, см                                                                                               | 204                |
| Масса, не более, кг                                                                                                 | 4,1                |
| Нормированное 50%-е разрядное переменное напряжение изоляторов в загрязненном и увлажненном состоянии, не менее, кВ | 110                |
| при нормированной удельной поверхностной проводимости мкСм, не менее                                                | 10                 |

В РУ 110 кВ для крепления жесткой ошиновки используются опорные изоляторы. Для установки выбран опорный стержневой полимерный изолятор ОСК 6-110-А-4УХЛ1.

Технические данные опорного изолятора приведены в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Технические данные изолятора

| Наименование параметра                                                                       | ОСК 6-110-А-4УХЛ1 |
|----------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|
| Номинальное напряжение, кВ                                                                   | 110               |
| Наибольшее рабочее напряжение, кВ                                                            | 126               |
| Испытательное напряжение полного грозового импульса, не менее, кВ                            | 450               |
| 50%-ное разрядное напряжение промышленной частоты в загрязненном и увлажненном состоянии, кВ | 110               |
| При удельной поверхностной проводимости слоя загрязнения, мкСм                               | 10                |
| Минимальная разрушающая сила на изгиб, кН, не менее                                          | 6                 |
| Минимальный разрушающий крутящий момент, не менее, кН·м                                      | 1                 |
| Строительная высота Н, мм                                                                    | 1050              |
| Длина изоляционной части L, мм                                                               | 885               |
| Длина пути утечки, см                                                                        | 280               |
| Масса, не более, кг                                                                          | 23                |

Выбор ОПН, ВЧ заградителей и конденсаторов связи

Высокочастотные заградители на ЛЭП выбираются по:

1) напряжению установки  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;

2) току  $I_{max\text{ раб.}} \leq I_{1ном}$ .

$I_{max} = 18,4 \text{ А}$ .

Выбран высокочастотный заградитель марки ВЗ-200-0,5У1.

Технические данные высокочастотного заградителя приведены в таблице 3.10.

Таблица 3.10 – Технические данные высокочастотного заградителя

| Наименование параметра                             | ВЗ-200-0,5У1 |
|----------------------------------------------------|--------------|
| Номинальный длительный ток, А                      | 200          |
| Номинальная индуктивность реактора L, мГн          | 0,5          |
| Индуктивность реактора на частоте 50 Гц, мГн       | 0,51         |
| Индуктивность реактора на частоте 100 кГц, мГн     | 0,508        |
| Номинальный кратковременный ток КЗ, кА (МЭК1/МЭК2) | 4,7/10       |
| Ударный ток КЗ, кА (МЭК1/МЭК2)                     | 12/25,5      |
| Номинальное напряжение, кВ                         | 6-110        |
| Тип защиты                                         | ОПН          |
| Максимально допустимые потери, кВт                 | 1            |

По напряжению установки выбран один конденсатор связи СМБ-110/ $\sqrt{3}$ -6,4У1 и фильтр присоединения ФПМ-Рс-6400/48-1000.

По одной фазе для создания высокочастотных каналов связи по высоковольтным линиям электропередач будет обеспечиваться передача сигналов противоаварийной автоматики, релейной защиты, телефонной связи и телемеханики.

В сети 110 кВ с эффективно заземленной нейтралью, наибольшее рабочее напряжение  $U_{нрО}$  принимается на 20% выше наибольшего рабочего (фазного) напряжения сети и приведено в таблице 3.11.

Таблица 3.11 – Наибольшее рабочее напряжение ОПН

|                      |     |
|----------------------|-----|
| Класс напряжения, кВ | 110 |
| $U_{нрО}$ , кВ       | 88  |

Рекомендуемая для ОПН энергия одного импульса тока пропускной способности (форма 2000 мкс), отнесенная к значению  $U_{нрО}$ , обозначена  $W_{уд}$  и приведена в таблице 3.12.

В таблице так же указаны рекомендуемые диапазоны тока пропускной способности.

Таблица 3.12 – Выбор энергоемкости и тока пропускной способности

|                                  |         |
|----------------------------------|---------|
| Класс напряжение, кВ             | 110     |
| $W_{уд}$ , кДж/кВ                | 1,5-2,5 |
| Импульс 2000 мкс с амплитудой, А | 400-500 |

Выбран ОПН производства ЗАО «Завод энергозащитных устройств» ОПН-П/ЗЭУ-110/78/10/400 УХЛ1.

Для защиты изоляции нейтрали трансформатора в случае ее разземления используют специальные ОПН, обозначаемые ОПНН. Принят к установке ОПНН-П/ЗЭУ-110/56/10/550 УХЛ1.

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             | 49   |

### 3.9 Оборудование распределительного устройства 6 кВ

Поскольку распределительное устройство 6 кВ является закрытым, то целесообразно использовать готовые ячейки заводского изготовления – комплектные распределительные устройства (КРУ).

Выбрано КРУ-СЭЩ-70-10 производства Самарской группы компаний «Электрощит».

Разъединители в КРУ встроенные, втычного типа. Проверка разъединителей КРУ не производится.

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                             | 50   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             |      |

### 3.10 Выбор выключателей на стороне НН

Выбор выключателей на стороне низшего напряжения производится аналогично выбору на стороне высшего напряжения.

Перед выбором выключателей необходимо найти токи, протекающие через трансформатор на стороне низкого напряжения в нормальном и аварийном режиме:

$$I_{\text{тр.НН}} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{ном.тр.}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} \quad (3.36)$$

$$I_{\text{тр.НН}} = \frac{0,7 \cdot 2,5 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6 \cdot 10^3} = 84,2 \text{ А}$$

$$I_{\text{тр.НН.ав.}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном.тр.}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} \quad (3.37)$$

$$I_{\text{тр.НН.ав.}} = \frac{1,4 \cdot 2,5 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 168,4 \text{ А}$$

Параметры выключателя и необходимые требования к нему сведены в таблицу 3.13. Величины, входящие в таблицу, вычислены по следующим формулам:

- 1) Проверка на симметричный ток отключения по условиям:

$$I_{\text{п(0)ВН}} \leq I_{\text{отк.ном}};$$

$$i_{\text{уд.ВН}} \leq i_{\text{уд}},$$

где  $i_{\text{уд.ВН}}$  – значение ударного тока КЗ;

$i_{\text{уд}}$  – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу.

$$2,17 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА}$$

$$5,48 \text{ кА} \leq 36 \text{ кА}$$

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             | 51   |

2) На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$W_K \leq W_{K.кат},$$

где  $W_K$  – тепловой импульс по расчёту;

$W_{K.кат}$  – тепловой импульс по каталогу.

$$W_K = I_{п(0)вн}^2 \cdot (t_{отк} + T_a),$$

где  $I_{п(0)вн}$  – действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

$t_{отк}$  – время отключения;

$T_a = 0,038$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

$$W_{K.кат} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$$

где  $I_{тер}$  – ток термической стойкости по каталогу;

$t_{тер}$  – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу.

Время отключения находится по выражению:

$$t_{отк} = t_{р.з} + t_{о.в},$$

где  $t_{р.з}$  – время действия основной релейной защиты;

$t_{о.в}$  – полное время отключения выключателя по каталогу.

$$t_{отк} = 0,1 + 0,7 = 0,8 \text{ с};$$

$$W_K = 2,17^2 \cdot (0,8 + 0,038) = 3,95 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$W_{K.кат} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Проверка возможности отключения аperiodической составляющей тока короткого замыкания  $i_{а.т}$  в момент расхождения контактов по условию:

$$i_{а.т} \leq i_{а.ном}$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} \cdot \frac{\beta_H}{100\%},$$

где  $\beta_H$  – допустимое относительное содержание аperiodической составляющей в отключаемом токе.

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                             | 52   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             |      |

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 25 \cdot \frac{40\%}{100\%} = 14,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$I_{П(0)ВН} \leq I_{откл.ном}, \text{ и } i_{a.т} \leq i_{a.ном}.$$

Таблица 3.13 – Параметры выключателя и расчетные параметры

| Расчетные данные                         | Каталожные данные                        |
|------------------------------------------|------------------------------------------|
|                                          | Выключатель<br>LF1                       |
| $U_{ном} = 6 \text{ кВ}$                 | $U_{ном} = 6,3 \text{ кВ}$               |
| $I_{max} = 168,4 \text{ А}$              | $I_{ном} = 630 \text{ А}$                |
| $I_{П(0)НН} = 2,17 \text{ кА}$           | $I_{откл.ном} = 25 \text{ кА}$           |
| $i_{a.т} = 3,07 \text{ кА}$              | $i_{a.ном} = 14,14 \text{ кА}$           |
| $i_y = 5,48 \text{ кА}$                  | $i_{дин} = 36 \text{ кА}$                |
| $I_{П(0)НН} = 2,17 \text{ кА}$           | $I_{тер} = 25 \text{ кА}$                |
| $B_k = 3,95 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_k = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Выбранный выключатель типа LF1 проходит по всем необходимым параметрам. Для упрощения монтажа и эксплуатации оборудования в КРУ-6 кВ, все высоковольтные аппараты выбираются одинаковыми.

### 3.11 Выбор трансформаторов тока на стороне НН

Выбор трансформаторов тока на стороне низшего напряжения производится аналогично выбору на стороне высшего напряжения.

В цепях НН выбраны трансформаторы тока типа ТВЛМ-6-УЗ. Эти трансформаторы имеют 2 вторичные обмотки с номинальным током 5А. Одна из обмоток имеет класс точности 1 и предназначена для подключения приборов технического контроля.

Расчетные и каталожные данные приведены в таблице 3.14.



Таблица 3.14 – Данные ТТ

| Расчетные данные                   | Каталожные данные                                                               |
|------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------|
|                                    | ТВЛМ-6-УЗ-1/10Р                                                                 |
| $U_{уст} = 6 \text{ кВ}$           | $U_{ном} = 6 \text{ кВ}$                                                        |
| $I_{max} = 168,4 \text{ А}$        | $I_{ном1} = 200 \text{ А}$                                                      |
| $i_y = 5,48 \text{ кА}$            | $i_{дин} = 52 \text{ кА}$                                                       |
| $B_k = 3,95 \text{ кА}^2/\text{с}$ | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 13,8^2 \cdot 1 = 190,44 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Размещение приборов показано на рисунке 3.7.

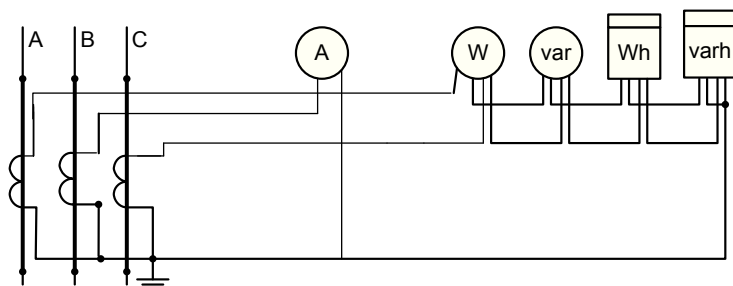


Рисунок 3.7 – Размещение приборов низшей стороны трансформатора связи

Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке.

Нагрузка по фазам для наиболее нагруженного трансформатора тока представлена в таблице 3.15.

Таблица 3.15

| Прибор                      | Тип      | Нагрузка фазы, В·А |     |     |
|-----------------------------|----------|--------------------|-----|-----|
|                             |          | А                  | В   | С   |
| Амперметр                   | Э-335    | -                  | 0,5 | -   |
| Ваттметр                    | Д-335    | 0,5                | -   | 0,5 |
| Варметр                     | Д-304    | 0,5                | -   | 0,5 |
| Счетчик активной мощности   | САЗ-И681 | 2,5                | -   | 2,5 |
| Счетчик реактивной мощности | СР4-И616 | 2,5                | -   | 2,5 |
| Итого                       |          | 6,0                | 0,5 | 6,0 |

ТТ выбирается по вторичной нагрузке для наиболее нагруженной фазы (А и С).

Выбор ТТ по вторичной нагрузке:

1) индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому  $Z_2 \approx r_2$ ;

2) вторичная нагрузка  $r_2$  состоит из сопротивления приборов  $r_{\text{приб}}$ , соединительных проводов  $r_{\text{пров}}$  и переходного сопротивления контактов  $r_{\text{к}}$  (принимается равным 0.1 Ом):

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{к}};$$

3) сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2},$$

где  $S_{\text{приб}}$  – мощность, потребляемая приборами, МВА;

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора, А.

Чтобы ТТ работал в заданном классе точности, необходимо выполнение условия:

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}},$$

где  $Z_{2\text{ном}}$  – нормированная нагрузка, Ом.

Приняв  $r_2 = Z_{2\text{ном}}$ , определено сечение проводов по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{l_{\text{пров}}}$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала провода. ( $\rho = 0,0283$ );

$l_{\text{расч}}$  – расчетная длина соединительных проводов.

Расчёт суммарного сопротивления приборов подключенных к ТТ:

$$r_{\text{приб}} = \frac{6}{5^2} = 0,24 \text{ Ом}$$

$r_{\text{к}} = 0,1$  Ом, т.к. устанавливается пять приборов;

$Z_{2\text{ном}}$  при выбранном классе точности 1 равно 1,2 Ом.

$Z_{2\text{ном}}$  – нормированная нагрузка для класса точности 1.

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,24 - 0,1 = 0,86 \text{ Ом}$$

Для цепей:  $L = 6$  м,  $l_{\text{расч}} = L = 6$  м, тогда сечение:

$$q = \frac{0,0283 \cdot 6}{0,86} = 0,2 \text{ мм}^2$$

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             | 55   |

По условию механической прочности выбран контрольный кабель АКРВГ с алюминиевыми жилами сечением 4 мм<sup>2</sup>. Намеченный к установке трансформатор тока подходит по всем условиям.

### 3.12 Выбор трансформаторов тока в цепи секционного выключателя

Намечаем к установке в цепях секционного выключателя трансформаторы тока типа ТВЛМ-6-УЗ-1/10Р.

Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке:

Измерительный прибор в данном случае – амперметр. Его размещение показано на рисунке 3.8.

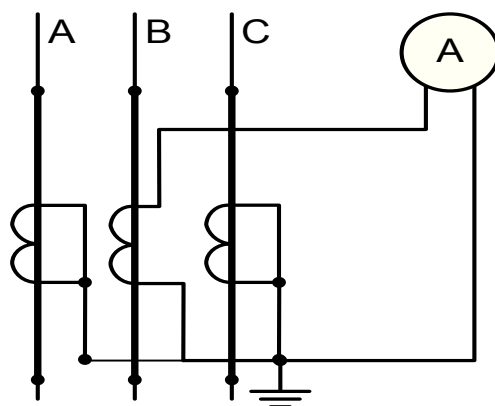


Рисунок 3.8 – Размещение приборов в ТТ на секционном выключателе

Нагрузка по фазам для наиболее нагруженного трансформатора тока представлена в таблице 3.16.

Таблица 3.16

| Прибор    | Тип   | Нагрузка фазы, В·А |     |   |
|-----------|-------|--------------------|-----|---|
|           |       | А                  | В   | С |
| Амперметр | Э-335 | -                  | 0,5 | - |
| Итого     |       |                    | 0,5 |   |

Расчёт суммарного сопротивления приборов подключенных к ТТ:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом};$$

$r_k = 0,05 \text{ Ом}$ , т.к. устанавливается один прибор;

$Z_{2\text{ном}}$  при выбранном классе точности 1 равно 1,2 Ом.

$Z_{2\text{ном}}$  – нормированная нагрузка для класса точности 1:

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,02 - 0,05 = 1,13 \text{ Ом}$$

Для цепей РУ 6 – 10 кВ:  $L = 6 \text{ м}$ , следовательно:

$$L_{\text{расч}} = 2L = 12 \text{ м};$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 12}{1,13} = 0,3 \text{ мм}^2$$

По условию механической прочности принят контрольный кабель АКРВГ с алюминиевыми жилами сечением 4 мм<sup>2</sup>.

### 3.13 Выбор трансформаторов тока в цепи потребительских линий (фидерах)

Трансформаторы тока типа ТВЛМ-6-У3 имеют 2 вторичные обмотки с номинальным током 5 А. Одна из обмоток имеет класс точности 1 и предназначена для подключения измерительных приборов.

Расчетные и каталожные данные приведены в таблице 3.17.

Таблица 3.17

| Расчетные данные                   | Каталожные данные                                                                        |
|------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                    | ТВЛМ-6-У3-1/10Р                                                                          |
| $U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ}$    | $U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$                                                          |
| $I_{\text{мах}} = 168,4 \text{ А}$ | $I_{\text{ном}} = 75 \text{ А}$                                                          |
| $i_y = 5,48 \text{ кА}$            | $i_{\text{дин}} = 26,4 \text{ кА}$                                                       |
| $B_k = 1,18 \text{ кА}^2/\text{с}$ | $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4,9^2 \cdot 1 = 24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Схема подключения приборов к трансформатору тока изображена на рисунке 3.9:

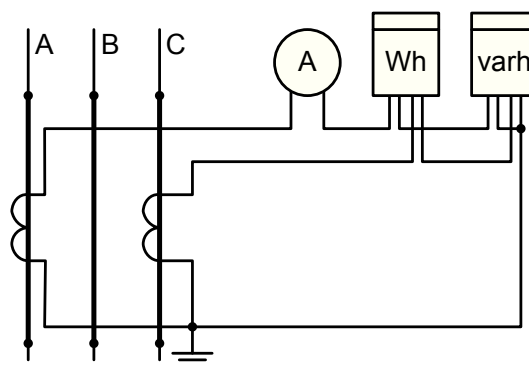


Рисунок 3.9 – Размещение приборов в ТТ на отходящих линиях

Вторичная нагрузка трансформаторов тока приведена в таблице 3.18:

Таблица 3.18

| Прибор                      | Тип      | Нагрузка фазы, В·А |   |     |
|-----------------------------|----------|--------------------|---|-----|
|                             |          | А                  | В | С   |
| Амперметр                   | Э-335    | 0,5                | - | -   |
| Счетчик активной мощности   | СА3-И681 | 2,5                | - | 2,5 |
| Счетчик реактивной мощности | СА3-И676 | 2,5                | - | 2,5 |
| Итого                       |          | 5,5                |   | 5,0 |

Расчёт суммарного сопротивления приборов подключенных к ТТ:

$$r_{\text{приб}} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом}$$

$r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$ , т.к. устанавливается более трех приборов;

$Z_{2\text{ном}}$  при выбранном классе точности 1 равно 1,2 Ом.

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,22 - 0,1 = 0,88 \text{ Ом}$$

Для линий к потребителям 6 - 10 кВ,  $L = 6 \text{ м}$ , следовательно:

$$L_{\text{расч}} = \sqrt{3L} = 4,2 \text{ м};$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 4,2}{0,88} = 0,14 \text{ мм}^2$$

По условию механической прочности принят контрольный кабель АКРВГ с алюминиевыми жилами сечением  $4 \text{ мм}^2$ .

Намеченный к установке ТТ подходит по всем условиям, поэтому устанавливаем его на отходящих линиях.

### 3.14 Выбор трансформаторов напряжения на стороне НН

Выбраны к установке однофазные трехобмоточные трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ.06-6УЗ.

Трансформаторы имеют две вторичных обмотки: основную на  $100/\sqrt{3} \text{ В}$  и дополнительную на  $100/3 \text{ В}$  или  $100 \text{ В}$ . Для класса точности 0,5 трансформатор имеет номинальную мощность вторичной цепи  $50 \text{ В} \cdot \text{А}$ .

Таблица 3.19

| Прибор                      | Тип      | S одной обмотки, В·А | Число обмоток | cosφ | sinφ | Число приборов | Потребляемая мощность, Вт |        |
|-----------------------------|----------|----------------------|---------------|------|------|----------------|---------------------------|--------|
| Вольтметр                   | Э-335    | 2                    | 1             | 1    | 0    | 1              | 2                         | -      |
| Вольтметр с переключателем  | Э-335    | 2                    | 1             | 1    | 0    | 1              | 2                         | -      |
| Ваттметр                    | Д-335    | 1,5                  | 2             | 1    | 0    | 1              | 3                         | -      |
| Варметр                     | Д-335    | 1,5                  | 2             | 1    | 0    | 1              | 3                         | -      |
| Счётчик активной мощности   | САЗ-И674 | 3                    | 2             | 0,38 | 0,93 | 4              | 24                        | 58,42  |
| Счётчик реактивной мощности | СР4-И676 | 3                    | 2             | 0,38 | 0,93 | 4              | 24                        | 58,42  |
| Итого                       |          |                      |               |      |      |                | 59                        | 116,84 |

Проверка трансформатор по вторичной нагрузке.

Суммарная мощность потребляемая приборами:

$$\Sigma S = \sqrt{59^2 + 116,84^2} = 130,89 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Три ТН, соединенные в звезду имеют мощность:

$$S_{\text{ном}} = 3 \cdot 50 = 150 \text{ В} \cdot \text{А}$$

ТН будут работать в выбранном классе точности, т.к.:

$$\Sigma S < S_{\text{ном}}$$

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             | 59   |

Для соединения ТН с приборами выбран контрольный кабель АКРВГ с сечением жил  $4 \text{ мм}^2$  по условию механической прочности.

### 3.15 Выбор токоведущих частей и изоляторов на стороне НН

Выбор токоведущих частей от выводов трансформатора

Для закрытых распределительных устройств ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Согласно ПУЭ шинный мост и ошиновка в пределах ЗРУ по экономической плотности тока не проверяются. Выбор шинного моста производится по допустимому току. В данном случае ток утяжеленного режима трансформатора  $I_{\text{маx.тр-ра}} = 168,4 \text{ А}$ .

Выбраны однополосные шины сечением  $20 \times 3 \text{ см}^2$ ,  $I_{\text{доп}} = 215 \text{ А}$

Проверка по условию нагрева в продолжительном режиме

$$I_{\text{маx.тр-ра}} < I_{\text{доп}}, \quad (3.60)$$

По условию (3.60) шины проходят:

$$168,4 \text{ А} < 215 \text{ А}$$

Проверка на термическую стойкость:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C},$$

где  $B_k$  – тепловой импульс, выделяемый током КЗ;

$C$  – функция, для алюминия  $C = 91 \text{ А с}^{1/2} / \text{мм}^2$ .

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{1,18 \cdot 10^6}}{91} = 11,9 \text{ мм}^2$$

Проверка:

$$q_{\text{min}} < q_{\text{доп}}$$

$$11,9 < 60$$

Условие выполняется, значит шины термически стойки.

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                             | 60   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             |      |

Выбор изоляторов для наружной установки

Опорные изоляторы, выбираются:

1) по номинальному напряжению:  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;

2) по допустимой нагрузке:  $F_{расч} \leq F_{доп}$ ,

где  $F_{расч}$  – сила, действующая на изолятор, Н;

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot k_{п} \cdot 10^{-7},$$

где  $F_{расч}$  – сила, действующая на изолятор, Н;

$a$  – расстояние между фазами, принимаем = 0,8 м;

$k_{п}$  – поправочный коэффициент на высоту шины, если она расположена «плашмя».

$F_{доп}$  – допустимая нагрузка на головку изолятора, Н.

$$F_{доп} = 0,6F_{разр},$$

где  $F_{разр}$  – разрушающая нагрузка на изгиб, Н.

$$k_{п} = \frac{H}{H_{из}},$$

где  $H_{из}$  – высота изолятора, м;

$$H = H_{из} + b + \frac{b}{2},$$

где  $b$  и  $h$  – размеры шины.

$$H = 100 + 0,6 + \frac{8}{2} = 104,6$$

Проходные изоляторы выбираются:

1) по напряжению:  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;

2) по номинальному току:  $I_{max} \leq I_{ном}$ ;

3) по допустимой механической нагрузке:  $F_{расч} \leq F_{доп}$ .

Выбраны опорные изоляторы ИО–4–3,75 УХЗ.

Параметры изолятора:  $U_{ном} = 6$  кВ,  $F_{разр} = 3,75$  кН,  $H_{из} = 100$  мм,

Проверка:

$$U_{уст} = 6 \text{ кВ} = U_{ном} = 6 \text{ кВ}$$

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             | 61   |



2. Проверка изоляторов на механическую прочность.

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 3,75 = 2,25 \text{ кН}$$

$$k_{\text{п}} = \frac{104,6}{100} = 1,05;$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{5580^2}{0,8} \cdot 0,8 \cdot 1,05 \cdot 10^{-7} = 5,66 \text{ Н,}$$

Условие допустимой механической нагрузке:

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}$$

$$5,66 \text{ Н} < 2250 \text{ Н}$$

Условие выполняется, следовательно, данный изолятор проходит по всем условиям.

Выбран проходной изолятор ИП–6/400–375УХЛ2:

Параметры изолятора:  $U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$ ,  $I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$ ,  $F_{\text{разр}} = 3,75 \text{ кН}$ , длина изолятора с токопроводом – 360 мм.

Проверка:

- 1)  $U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$
- 2)  $I_{\text{ном}} = 400 > I_{\text{мах}} = 168,6 \text{ А}$ ,

3. Проверка изоляторов на механическую прочность:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 F_{\text{разр}} = 0,6 \cdot 3,75 = 2250 \text{ Н}$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{5580^2}{0,8} \cdot 1,8 \cdot 10^{-7} = 12,1 \text{ Н}$$

Условие по допустимой механической нагрузке:

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}$$

$$12,1 \text{ Н} < 2250 \text{ Н.}$$

Условие выполняется, следовательно, данный изолятор проходит по всем условиям.

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             | 62   |

### 3.16 Выбор схемы питания собственных нужд

#### Определение мощности потребителей собственных нужд

Приемниками энергии системы собственных нужд подстанции являются электродвигатели, системы охлаждения трансформаторов, устройства обогрева выключателей, электродвигатели приводов выключателей и разъединителей; компрессорные установки, освещение и отопление, система пожаротушения. Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая питается от понижающих трансформаторов.

Таблица 3.20 – Параметры нагрузки собственных нужд подстанции

| Вид потребителя                  | Установленная мощность |                   | Cosφ | Sinφ | Нагрузка               |             |
|----------------------------------|------------------------|-------------------|------|------|------------------------|-------------|
|                                  | Ед, кВт                | Всего, кол-во кВт |      |      | P <sub>уст</sub> , кВт | Q, кВт·Ар   |
| Охлаждение ТМН-6300/110/6        | 2,5×2                  | 5                 | 0.85 | 0,53 | 5                      | 4,25        |
| Подогрев ВГТ-110-40/2500У1       | 0,8×7                  | 5,6               | 1    | 0    | 5,6                    | -           |
| Подогрев ячеек КРУ               | 1×12                   | 12                | 1    | 0    | 12                     | -           |
| Подогрев приводов разъединителей | 0,6×26                 | 15,6              | 1    | 0    | 15,6                   | -           |
| Отопление, освещение РУ 6 кВ     | -                      | 7                 | 1    | 0    | 7                      | -           |
| Отопление, освещение ОРУ 110 кВ  | -                      | 2                 | 1    | 0    | 2                      | -           |
| Освещение, отопление ОПУ         | -                      | 80                | 1    | 0    | 80                     | -           |
| Подогрев релейного шкафа         | 1,0×12                 | 12                | 1    | 0    | 12                     | -           |
| <b>ИТОГО</b>                     |                        |                   |      |      | <b>139,2</b>           | <b>4,25</b> |

Номинальная мощность потребителей собственных нужд:

$$S_{\text{НОМ}} = \sqrt{P_{\text{Н}}^2 + Q_{\text{Н}}^2}$$

$$S_{\text{НОМ}} = \sqrt{139,2^2 + 4,25^2} = 139, \text{кВ} \cdot \text{А}$$

Расчетная мощность потребителей собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = k_c \cdot \sqrt{P_H^2 + Q_H^2}, \quad (?)$$

где  $k_c$  – коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки.

$$S_{\text{расч}} = 0,8 \cdot 139,3 = 111,4 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

При расчете мощности собственных нужд не учитывалась кратковременная нагрузка (электродвигатели приводов выключателей, разъединителей и т.п.). Остальная часть потребителей (система аварийного освещения, системы управления, сигнализации и т.п.) питаются на постоянном токе от АКБ.

### 3.17 Выбор трансформаторов и схемы собственных нужд

На двух трансформаторных подстанциях устанавливают два трансформатора собственных нужд. Выбраны два трансформатора единичной с мощностью:

$$S_T \geq \frac{S_{\text{расч}}}{k_{\text{п}}},$$

где  $k_{\text{п}}$  – коэффициент допустимой аварийной перегрузки.

$$S_T \geq \frac{111,4}{1,4} = 79,6 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

Приняты к установке два трансформатора типа: ТЛСЗ-СЭЩ-100/6-01-У3; 10/0,4.

Параметры трансформатора приведены в таблице 3.21.

Таблица 3.21

| S, кВ·А | $U_{\text{квн}}$ , % | $P_{\text{кз}}$ , Вт | $P_{\text{хх}}$ , Вт | $I_x$ , % |
|---------|----------------------|----------------------|----------------------|-----------|
| 100     | 6                    | 1550                 | 250                  | 1         |

## 4 МОЛНИЕЗАЩИТА ОРУ 110КВ ПС «ЗЕЛЁНАЯ»

### 4.1 Расчёт оборудования защиты ОРУ от ПУМ

Описание подстанции ПС «Зелёная» 110/6 кВ.

РУ ВН выполнено по схеме 110-4Н – «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий».

Размеры подстанции: длина – 30 м, ширина – 32 м. На поле защиты размещены линейные порталы со следующими параметрами: высота – 9 м, длина – 8 м, сечение – 0,25 м. Зона защиты определяется на высоте порталов (9 м).

Если зона защиты на данной высоте покрывает площадь ОРУ, то остальное оборудование так же будет в зоне защиты молниеотвода, т.к. установлено ниже порталов.

Расчёт защиты ОРУ 110 кВ подстанции Зелёная от прямых ударов молнии с помощью стержневых молниеотводов произведён в программе Flashprot [10].

Выполнена расстановка молниеотводов с учётом целесообразности их размещения. Два молниеотвода установлены на приёмных порталах и ещё два на прожекторных мачтах.

Произведён расчёт при надёжности защиты  $P_3 = 0,9$  (вероятность непопадания молнии в объект) по действующей методике, и получена зона защиты на высоте 9 метров [11].

После оптимизации, осуществлён выбор высот молниеотводов. На порталах установлены молниеотводы (МО) высотой 15 м (высота МО с учетом высоты портала), а на прожекторных мачтах высотой 12 м (высота МО с учетом высоты мачты).

Результат расчета в программе Flashprot представлен на рисунке 4.1.

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             | 65   |

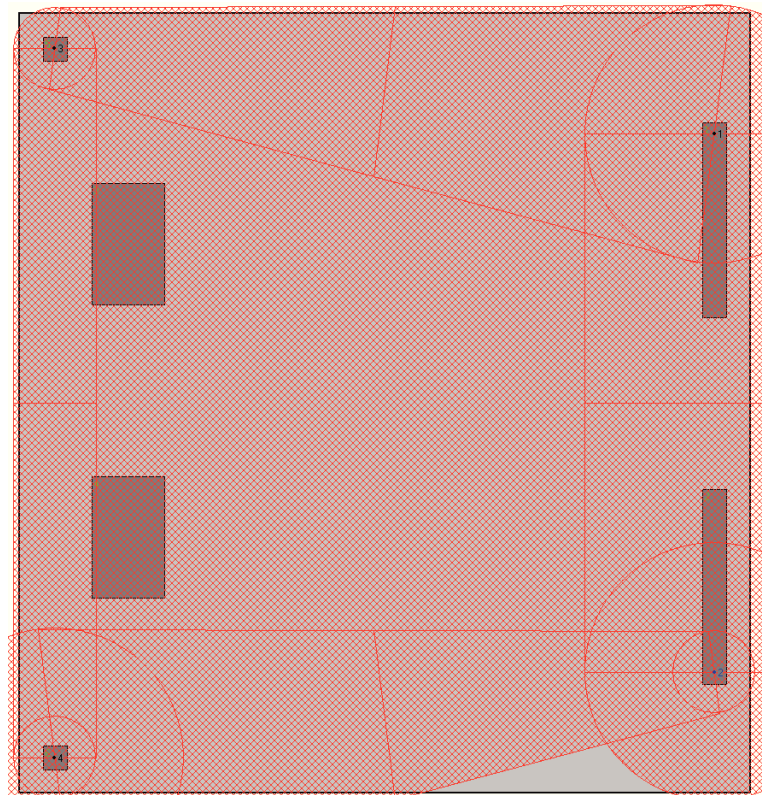


Рисунок 4.1 – Зона защиты на высоте 9 м

В результате расчета зоны защиты выбрано оптимальное число молниеотводов, зона защиты которых покрывает все оборудование ОРУ. Четыре молниеотвода образуют многократный стержневой молниеотвод, общая зона защиты которого больше суммарных зон защиты такого же количества одиночных молниеотводов или объединённых в пары.

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             | 66   |

#### 4.2 Проверка ОРУ на грозоупорность

Осуществлена проверка на грозоупорность ОРУ 110 кВ ПС «Зелёная».

Среднее количество ударов молнии в подстанцию за год определяется по формуле:

$$N = 0,06 \cdot n \cdot (a + 10h)(b + 10h) \cdot 10^{-6}, \quad (4.1)$$

где  $n$  – количество грозových часов в году (для Южного Урала  $n \approx 50$  ч);

$a, b$  – размеры ОРУ, м;

$h$  – высота стержневых молниеотводов, м.

$$N = 0,06 \cdot 50 \cdot (32 + 10 \cdot 15)(30 + 10 \cdot 12) \cdot 10^{-6} = 0,082 \text{ уд/год}$$

Количество отключений подстанции вследствие ПУМ в год определяется по формуле:

$$\gamma = N \cdot \psi_n \cdot \psi_i \cdot \psi_g, \quad (4.2)$$

где  $\psi_n$  – вероятность прорыва молнии сквозь зону защиты молниеотвода (для категории защиты  $P_3 = 0,9$ ,  $\psi_n = 0,1$ );

$\psi_i$  – вероятность перекрытия изоляции при прямом ударе молнии ( $\psi_i = 0,68$ );

$\psi_g$  – вероятность перехода импульсного перекрытия в силовую дугу ( $\psi_g = 0,7$ ).

$$\gamma = 0,082 \cdot 0,1 \cdot 0,68 \cdot 0,7 = 0,0039$$

Грозоупорность подстанции (количество лет без аварий по причине ПУМ) составляет:

$$m = \frac{1}{\gamma} \quad (4.3)$$

$$m = \frac{1}{0,0039} = 256 \text{ лет}$$

ОРУ 110 кВ ПС Зелёная прошло проверку на грозоупорность, т.к. средний срок службы подстанции не превышает 40...50 лет.

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             | 67   |

## 5 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Экономическая часть заключается в определении эффективности проектных решений на объекте проектирования.

Для реконструкции подстанции 110/6 кВ «Зеленая» целесообразно рассчитать технико-экономические показатели, которые включают в себя:

- расчет капитальных вложений в строительство подстанции;
- определение стоимости эксплуатационных работ и затрат на текущий ремонт;
- фонд заработной платы и штатное расписание;
- определение себестоимости передачи и распределения электроэнергии;
- расчет срока окупаемости и рентабельности проекта.

### 5.1 Определение капитальных вложений в строительство подстанции

Для реконструкции подстанции «Зеленая» требуется:

- установка двух трансформаторов ТМН-2500/110;
- сооружение ОРУ 110 кВ, выполненного по схеме 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий».

Согласно приложению 5 к письму Минстроя РФ № 13606-ХМ/09 от 04.04.2018 г. индекс изменения сметной стоимости оборудования на I квартал 2018 г. по отношению к уровню цен 2000 г. в отрасли «Электроэнергетика» составляет 4,43.

Согласно Стандарту Организации ОАО «ФСК ЕЭС» зональный коэффициент для Урала составляет 1,15.

Укрупнённые стоимостные показатели (УСП) сооружения ОРУ-110 кВ с элегазовыми выключателями по схеме 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии» в ценах 2000 г. по справочнику [2] составляют 15200 тыс. руб.

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             | 68   |

Показатели стоимости ОРУ-110 кВ учитывают установленное оборудование (выключатели, разъединители, трансформаторы напряжения и тока, ОПН); ошиновку, порталы; панели управления, защиты и автоматики, установленные в ОПУ, относящиеся к ОРУ или ячейке; кабельное хозяйство в пределах ячейки и до панелей в ОПУ, а также строительно-монтажные работы.

Таким образом, капитальные вложения в строительство ОРУ составляют:

$$K_{\text{ОРУ}} = 15200 \cdot 4,43 \cdot 1,15 = 77436,4 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость ячейки трансформатора ТМН-2500/110/6,6 в ценах 2000 г. составляет 3200 тыс. руб. [2]. Показатели стоимости ячейки трансформатора учитывают установленное оборудование (трансформатор, кабельное хозяйство в пределах ячейки и до панелей в ОПУ, а также панели управления, защиты и автоматики, установленные в ОПУ, относящиеся к ячейке), а также строительно-монтажные работы.

Таким образом, капитальные вложения на установку двух трансформаторов составляют:

$$K_{\text{ТР}} = 2 \cdot 3200 \cdot 4,43 \cdot 1,15 = 32604,8 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные капитальные вложения на реконструкцию подстанции составляют:

$$K = K_{\text{ОРУ}} + K_{\text{ТР}};$$

$$K = 77436,4 + 32604,8 = 110041,2 \text{ тыс. руб.}$$

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                             | 69   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             |      |



## 5.2 Определение стоимости эксплуатационных работ и затрат на текущий ремонт

Расчеты стоимости эксплуатационных работ и текущего ремонта для подстанции в ценах 2000 г. сведены в таблицы 5.1 и 5.2.

Таблица 5.1 – Стоимость единицы объема эксплуатационных работ подстанции

| Наименование                                             | Ед. изм. | Стоимость ед. работы, тыс. руб. | Периодичность работы в годах | Число единиц | Стоимость работ, тыс. руб. |
|----------------------------------------------------------|----------|---------------------------------|------------------------------|--------------|----------------------------|
| Испытание силовых трансформаторов 110 кВ                 | шт.      | 40                              | 6                            | 2            | 13,33                      |
| Испытание измерительных трансформаторов 110 кВ           | шт.      | 17                              | 6                            | 2            | 5,67                       |
| Осмотр подстанции 110 кВ                                 | 1 п/ст   | 5,5                             | 1 раз в месяц                | 1            | 66                         |
| Испытание ОПН                                            | фаза     | 7,0                             | 6                            | 10           | 11,67                      |
| Измерение сопротивления контура заземления на подстанции | 1 контур | 8,5                             | 10                           | 1            | 0,85                       |
| Отбор проб масла                                         | 1 проба  | 3,5                             | 1                            | 2            | 7                          |
| Прочие эксплуатационные расходы                          |          | 300                             |                              |              | 300                        |
| Итого:                                                   |          |                                 |                              |              | 404,52                     |

Согласно приложению 4 к Письму Минстроя РФ № 13606-ХМ/09 от 04.04.2018 г. индекс изменения сметной стоимости работ и затрат на I квартал 2018 г. по отношению к уровню цен 2000 г. в отрасли «Электроэнергетика» составляет 8,72.

Таким образом, эксплуатационные издержки стоимость эксплуатационных работ на подстанции составит:

$$И = 404,52 \cdot 8,72 = 3527,41 \text{ тыс. руб.}$$

|      |      |          |         |      |                             |  |  |  |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|--|--|--|------|
|      |      |          |         |      |                             |  |  |  | Лист |
|      |      |          |         |      |                             |  |  |  | 70   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ |  |  |  |      |

Таблица 5.2 – Стоимость единицы работы по текущему ремонту оборудования подстанции

| Наименование                                        | Ед. изм. | Стоимость ед. работы, тыс. руб. | Периодичность работы в годах | Число единиц | Стоимость работ, тыс. руб. |
|-----------------------------------------------------|----------|---------------------------------|------------------------------|--------------|----------------------------|
| Текущий ремонт трансформатора 110 кВ                | шт.      | 83,8                            | 2                            | 2            | 83,8                       |
| Текущий ремонт выключателя 110 кВ                   | шт.      | 30,8                            | 6                            | 2            | 10,27                      |
| Текущий ремонт измерительных трансформаторов 110 кВ | шт.      | 19,1                            | 10                           | 2            | 3,82                       |
| Текущий ремонт контура заземления подстанции        | контур   | 31,7                            | 1                            | 1            | 31,7                       |
| Текущий ремонт ошиновки и разъединителей ОРУ 110 кВ | шт.      | 8,1                             | 2                            | 6            | 24,3                       |
| Чистка и окраска выключателей 110 кВ                | шт.      | 27,9                            | 5                            | 2            | 11,16                      |
| Окраска силового трансформатора 110 кВ              | шт.      | 100                             | 5                            | 2            | 40                         |
| Прочие расходы по текущему ремонту                  |          | 300                             |                              |              | 300                        |
| Итого:                                              |          |                                 |                              |              | 505,05                     |

Таким образом, стоимость эксплуатационных работ на подстанции составит:

$$И = 505,05 \cdot 8,72 = 4404,04 \text{ тыс. руб.}$$

Общие затраты равны сумме эксплуатационных работ и ремонтных работ:

$$И_p = 3527,41 + 4404,04 = 7931,45 \text{ тыс. руб.}$$

### 5.3 Расчет фонда оплаты труда

Подстанция функционирует без постоянного обслуживающего персонала. Ремонт и обслуживание подстанции осуществляется оперативно-выездной бригадой, которая обслуживает 3 подстанции.

Таблица 5.3 – Месячный фонд оплаты труда бригады обслуживания

В тыс. руб.

| Должность                     | Кол-во | Оклад | Премия | Итого |
|-------------------------------|--------|-------|--------|-------|
| Мастер I гр.                  | 1      | 18,6  | 6,8    | 25,4  |
| Инженер II кат.               | 1      | 21,5  | 8,4    | 29,9  |
| Электромонтер по ремонту РЗиА | 1      | 14,3  | 5,9    | 20,2  |
| Электромонтер ОВБ V гр.       | 5      | 14,3  | 5,9    | 101   |
| Электрослесарь                | 3      | 12,5  | 4,8    | 51,9  |
| Водитель спецавтомобиля       | 4      | 11,2  | 3,9    | 60,4  |
| Уборщик помещений             | 1      | 9,5   | 3,5    | 13    |
|                               |        |       |        | 301,8 |

При определении полного фонда заработной платы следует добавить начисления на единый социальный налог в размере 30 % к годовому фонду заработной платы.

Размер окладов работающих составил 217,7 тыс. руб., премия равна 84,1 тыс. руб.

Годовой фонд оплаты труда вычисляют по формуле:

$$I_{\text{фот}} = \text{ЗП} \cdot \text{РК} \cdot 12,$$

где: ЗП – среднемесячная заработная плата, тыс. руб.;

РК – установленный районный коэффициент.

$$I_{\text{фот}} = 301,8 \cdot 1,15 \cdot 12 = 4164,84 \text{ тыс. руб.}$$

Общая ставка взносов составляет в 2018 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ):

- 22 % – на пенсионное страхование;
- 5,1 % – на медицинское страхование;
- 2,9 % – на социальное страхование.

Годовые отчисления в страховые фонды с начислениями:

$$I_{\text{сф}} = 301,8 \cdot 0,3 = 90,54 \text{ тыс. руб.}$$

Расчёт годового фонда оплаты труда:

$$I_3 = \frac{4164,84 + 90,54}{3} = 1418,46 \text{ тыс. руб.}$$

#### 5.4 Определение себестоимости передачи и распределения электроэнергии

Расчёт себестоимости передачи электроэнергии:

$$C = \frac{I}{W},$$

где  $I$  – издержки;

$W$  – энергия, проходящая через подстанцию.

Эксплуатационные издержки:

$$I = I_a + I_p + I_3 + I_{\Delta W} + I_y,$$

где  $I_a$  – отчисления на амортизацию, 5 % от капитальных вложений;

$I_p$  – общие затраты на эксплуатационные и ремонтные работы;

$I_3$  – отчисления в фонд оплаты труда;

$I_{\Delta W}$  – затраты на возмещение потерь электроэнергии;

$I_y$  – отчисления на возмещение инвестиций.

Продолжительность использования максимума нагрузки  $T_{\text{max}}$  равно 5000 часов, суммарная нагрузка на подстанции в максимальном режиме:  $P = 1,4$  МВт.

Время наибольших потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{нб}}}{10000}\right) 8760 = \left(0,124 + \frac{5000}{10000}\right) 8760 = 5466,24 \text{ ч}$$

$$W = P \cdot \tau = 1,4 \cdot 5466,24 = 7652,74 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

1) Отчисления на амортизацию:

$$I_a = \alpha \cdot K = 0,05 \cdot 110041,2 = 5502,06 \text{ тыс. руб.}$$

2) Общие затраты на эксплуатационные и ремонтные работы (см. п. 5.2):

$$I_p = 7931,45 \text{ тыс. руб.}$$

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             | 73   |

3) Отчисления в фонд оплаты труда (см.п.5.3):

$$И_3 = 1418,46 \text{ тыс. руб.}$$

4) Затраты на возмещение потерь электроэнергии:

$$И_{\Delta W} = \Delta W \cdot Ц,$$

где  $\Delta W$  – расчетные потери электроэнергии;

Ц – тариф на электроэнергию.

Одноставочный тариф на электрическую энергию для населения и приравненным к нему категориям потребителей по Челябинской области составляет 3,03 руб./кВт·ч (согласно постановлению министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области № 71/2 от 28.12.2017 г. «на электрическую энергию для населения и приравненным к нему категориям потребителей по Челябинской области»).

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau,$$

где  $\Delta P$  – потери активной мощности в сети 110 кВ при максимальной суммарной мощности, потребляемой на подстанции.

Максимальные активные потери составят:

1) в трансформаторе (параметры трансформатора взяты из справочника [2]):

$$\Delta P_T = \frac{P_H^2 + Q_H^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_T + \Delta P_{XX}$$

$$\Delta Q_T = \frac{P_H^2 + Q_H^2}{U_{НОМ}^2} \cdot X_T + \Delta Q_{XX}$$

$$\Delta P_{T1} = \frac{(10^6)^2 + (0,4 \cdot 10^6)^2}{(115 \cdot 10^3)^2} \cdot 14,7 + 11,5 \cdot 10^3 = 0,013 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{T2} = \frac{(1,5 \cdot 10^6)^2 + (0,7 \cdot 10^6)^2}{(115 \cdot 10^3)^2} \cdot 14,7 + 11,5 \cdot 10^3 = 0,015 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{T1} = \frac{(10^6)^2 + (0,4 \cdot 10^6)^2}{(115 \cdot 10^3)^2} \cdot 220,4 + 50,4 \cdot 10^3 = 0,070 \text{ МВт}$$

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                             | 74   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             |      |

$$\Delta Q_{T2} = \frac{(1,5 \cdot 10^6)^2 + (0,7 \cdot 10^6)^2}{(115 \cdot 10^3)^2} \cdot 220,4 + 50,4 \cdot 10^3 = 0,096 \text{ МВт}$$

2) в линии (сопротивление линии взято из таблицы 1.2):

$$\Delta P_{Л} = \frac{(P_H + \Delta P_T)^2 + (Q_H + \Delta Q_T)^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{Л}$$

$$\Delta P_{Л1} = \frac{(10^6 + 0,013 \cdot 10^6)^2 + (0,4 \cdot 10^6 + 0,070 \cdot 10^6)^2}{(115 \cdot 10^3)^2} \cdot 0,32 = 3 \cdot 10^{-5} \text{ МВт}$$

Потери в линии можно не учитывать.

Следовательно, суммарные максимальные активные потери составят:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{T1} + \Delta P_{T2}$$

$$\Delta P_{\Sigma} = 0,013 + 0,015 = 0,028 \text{ МВт}$$

Таким образом, затраты на возмещение потерь электроэнергии:

$$И_{\Delta W} = 0,028 \cdot 5466,24 \cdot 3,03 = 463,76 \text{ тыс. руб.}$$

Отчисления на возмещение инвестиций:

$$И_y = \beta \cdot K$$

$$И_y = 0,07 \cdot 110041,2 = 7702,88 \text{ тыс. руб.}$$

Себестоимость электроэнергии без учета потерь:

$$C = \frac{5502,06 + 7931,45 + 1418,46 + 7702,88}{7652,74} = 2,95 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч}$$

Себестоимость передачи электроэнергии с учетом потерь:

$$C = \frac{5502,06 + 7931,45 + 1418,46 + 7702,88 + 463,76}{7652,74} = 3 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч}$$

При снижении передаваемой мощности к потребителям сети происходит рост себестоимости передаваемой электроэнергии, а при увеличении передаваемой мощности происходит снижение себестоимости. Такая зависимость связана с тем, что увеличение потерь энергии в сети при увеличении передаваемой мощности в малой степени влияют на себестоимость.

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             | 75   |

Наиболее выгодным режимом для предприятия, продающего электроэнергию является режим максимальных нагрузок.

### 5.5 Определение общего срока окупаемости и рентабельности проекта

Окупаемость капиталовложений (инвестиций) на построенных и действующих предприятиях или, с финансовой точки зрения, возвратность вложенных средств, происходит за счет прибыли как конечного результата производственно-хозяйственной деятельности.

Прибыль «брутто»  $P_6$  не учитывает налоги и обязательные платежи:

$$P_d = P \cdot T_{нб} \cdot (T - C) \quad (5.)$$

где  $T$  – трафик электроэнергии.

$T=1167,18$  руб/МВт·ч (в соответствии с приложением № 1 к решению РЭК от 28.12.2015г. №143 «Единые тарифы на услуги по передаче электрической энергии по сетям Тюменской области, ХМАО – Югры, ЯНАО»);

$$P_d = 2,5 \cdot 5000 \cdot$$

$$P_6=25 \cdot 6000 \cdot (1167,18 - 186)=147177 \text{ (тыс. руб.)}$$

Чистая прибыль или прибыль «нетто»  $P_n$  равна:

$$P_n = P_6 - N, \quad (62)$$

где  $N$  – величина налогов, принимаемая 20% от общей прибыли.

$$P_n = 147177 - \frac{20}{100} \cdot 147177 = 117741,6 \text{ (тыс.руб.)}$$

Срок окупаемости  $T_{ок}$  характеризует период времени, в течение которого единовременные капитальные затраты окупаются за счет снижения себестоимости продукции и, поступая в бюджет, возмещают сумму дополнительных капиталовложений.

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                             | 76   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             |      |

Рассчитаем такие показатели экономической эффективности проекта как чистый дисконтированный доход (ЧДД) и индекс доходности (ИД).

Принимаем ставку дисконтирования равную 11% (по данным ЦБ РФ на 1 января 2016 года).

Таблица 5.4 – Сводные плановые показатели

| Период                                            | 0         | 1         | 2        | 3        |
|---------------------------------------------------|-----------|-----------|----------|----------|
| Инвестиции                                        | -153052,8 | –         | –        | –        |
| Чистая прибыль, тыс. руб.                         | –         | 117741,6  | 117741,6 | 117741,6 |
| Затраты, тыс. руб.                                |           | 29327,84  | 29327,84 | 29327,84 |
| CF, тыс. руб.                                     | –         | 88413,76  | 88413,76 | 88413,76 |
| К дисконтирования                                 | –         | 1,11      | 1,23     | 1,37     |
| CF дисконтированный, тыс. руб.                    | -153052,8 | 79652,04  | 71881,1  | 64535,6  |
| CF дисконтированный нарастающим итогом, тыс. руб. | -153052,8 | -73400,76 | -1519,66 | 63015,94 |

Чистый дисконтированный доход:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^{T_{\text{пр}}} \frac{\text{Пн} - \text{И}}{(1 + 0,11)^t} - K = \frac{117741,6 - 29327,84}{(1 + 0,11)^1} + \frac{117741,6 - 29327,84}{(1 + 0,11)^2} + \frac{117741,6 - 29327,84}{(1 + 0,11)^3} - 153052,8 = 63015,94 \text{ (тыс.руб.)} \quad (63)$$

Срок окупаемости составит:

$$T_{\text{ок}} = 2 + \frac{1519,66}{64535,6} \approx 2 \text{ года}$$

Индекс доходности:

$$\text{ИД} = \frac{\sum_{t=1}^{T_{\text{пр}}} \frac{\text{Пн} - (\text{И} - \text{И}_a)}{(1 + 0,11)^t}}{K}; \quad (64)$$



$$\text{ИД} = \frac{\frac{1177416 - 29327,84}{(1 + 0,11)^1} + \frac{1177416 - 29327,84}{(1 + 0,11)^2} + \frac{1177416 - 29327,84}{(1 + 0,11)^3}}{1530528} = 1,41.$$

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             | 78   |

Определим среднегодовую рентабельность инвестиций:

$$\bar{R}_I = \frac{\text{ИД}}{T_{\Pi}} = \frac{1,41}{5} = 0,282. \quad (65)$$

где  $T_{\Pi}$  – срок жизни проекта.

Проанализировав полученный результат, делаем вывод, что спроектированная система электроснабжения обладает большой экономической эффективностью.

Произведенные вычисления сведем в таблицу 5.5.

Таблица 5.5 – Сводные технико-экономические и плановые показатели

| Наименование показателя                             | Размерность                                    | Значение |
|-----------------------------------------------------|------------------------------------------------|----------|
| Капитальные затраты                                 | тыс. руб.                                      | 153052,8 |
| Затраты на эксплуатационные работы и текущий ремонт | тыс. руб.                                      | 7746,4   |
| Годовой фонд заработной платы                       | тыс. руб.                                      | 1358,1   |
| Срок окупаемости                                    | год                                            | 2        |
| Себестоимость передачи энергии без учета потерь     | коп/кВт·ч                                      | 17,3     |
| Себестоимость передачи энергии с учетом потерь      | $\frac{\text{коп}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$ | 18,5     |
| Среднегодовая рентабельность инвестиций             | отн. ед.                                       | 0,282    |
| ЧДД                                                 | тыс. руб.                                      | 63015,94 |
| ИД                                                  | отн. ед.                                       | 1,41     |

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе выполнен расчет и анализ существующей схемы сети 110 кВ.

Выполнен выбор основного оборудования ОРУ и КРУ подстанции «Зелёная»:

В специальном вопросе производится расстановка и выбор числа молниеотводов на ОРУ 110 кВ ПС «Зелёная» для защиты от прямых ударов молнии с использованием программного обеспечения Flashprot, а также рассматривается принцип действия и конструкция активных молниеотводов.

В разделе экономики были определены капитальные затраты на оборудование, амортизационные отчисления, заработная плата работающих на ОРУ-110 кВ и определена себестоимость передачи электрической энергии.

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                             | 80   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             |      |

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Электроэнергетические системы и сети: учебное пособие по курсовому проектированию / А.В. Коржов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2012. – 71 с.
- 2 Справочник по проектированию электроэнергетических сетей; под редакцией Файбисовича Д.Л., –М.: Изд – во НЦ ЭНАС, 2007 г.
- 3 СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. ОАО «ФСК ЕЭС» 2007. – 132 с.
- 4 СТО 56947007-29-240.30.047-2010. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. ОАО «ФСК ЕЭС» 2010. – 128 с.
- 5 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. – СПб: Изд-во ДЕАН, 2014. – 928 с.
- 6 Гайсаров, Р.В. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию / Р.В. Гайсаров, И.Т. Лисовская. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2002. – 59 с.
- 7 Передача и распределение электрической энергии: учебное пособие для самостоятельной работы студентов / Е.Д. Комиссарова, А.В. Коржов; под ред. Е.Д. Комиссаровой. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2007. – Ч. 1. –140 с.
- 8 Расчёт токов короткого замыкания в электрических системах: учебное пособие / Ю.В. Коровин, Е.И. Пахомов, К.Е. Горшков. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2011 – 114 с.
- 9 Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2009611523. ТоКо: Расчет токов короткого замыкания в электрических системах / ООО «ТоКо»: К.Е. Горшков, Ю.В. Коровин, Е.И. Пахомов. – №2009610177; заявл. 22.01.2009.
- 10 Свидетельство ОФАП № 9282 от 12.11.2007. Расчёт молниезащиты «FlashProt» / Коровин Ю.В., Мерлинов М.А.

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             | 81   |

11 Гольдштейн М.Е., Коровин Ю.В., Прокудин А.В. Техника высоких напряжений. Учебное пособие. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2014. – 85 с.

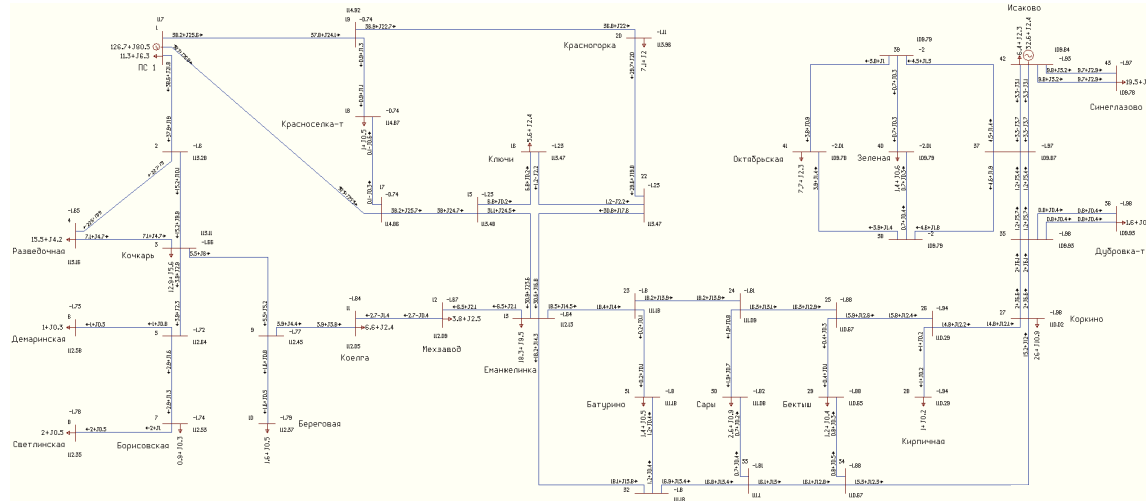
12 <https://electroshield.ru>

|      |      |          |         |      |                             |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.1893.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                             | 82   |

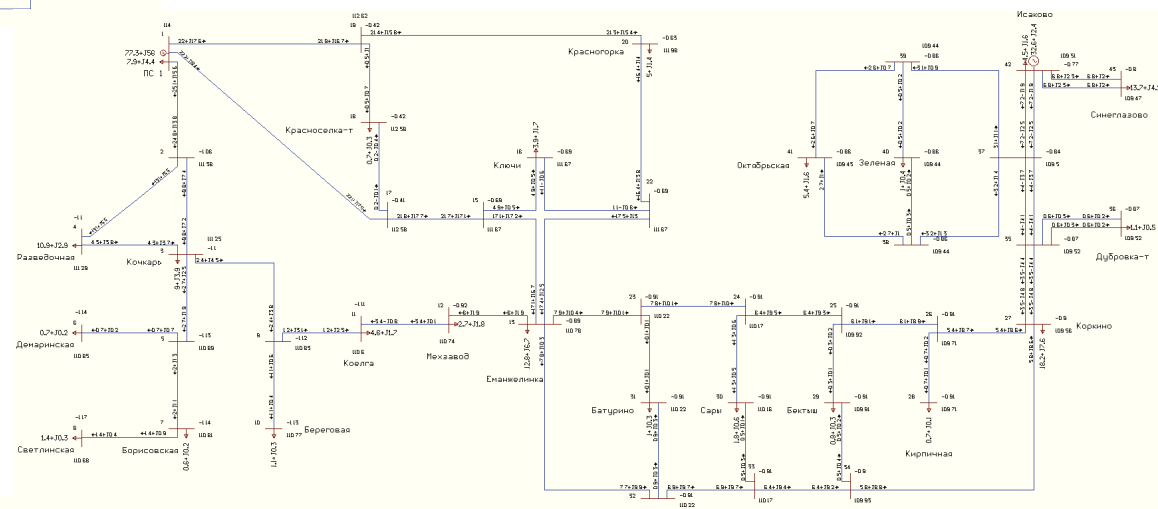




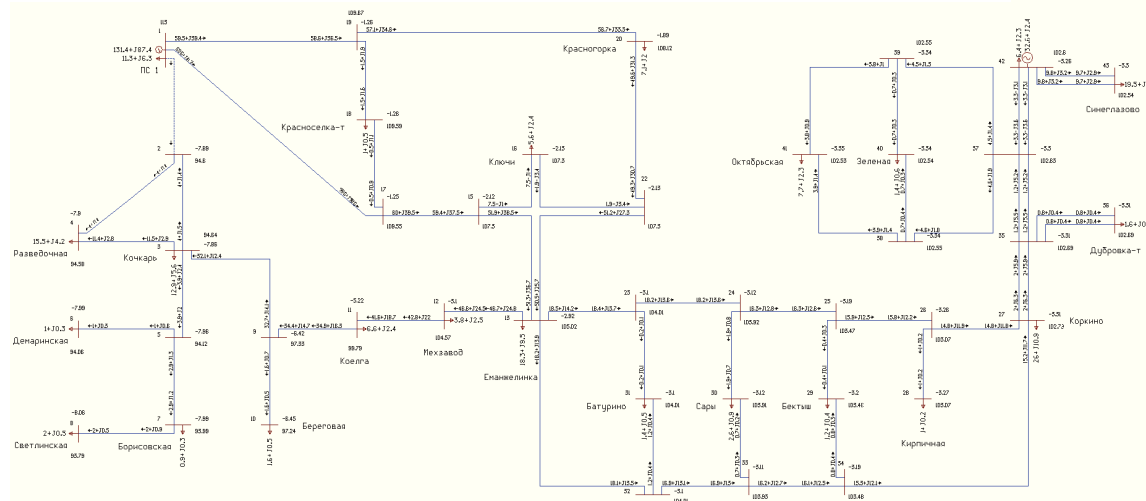
# Максимальный режим



# Минимальный режим



# Послеаварийный режим

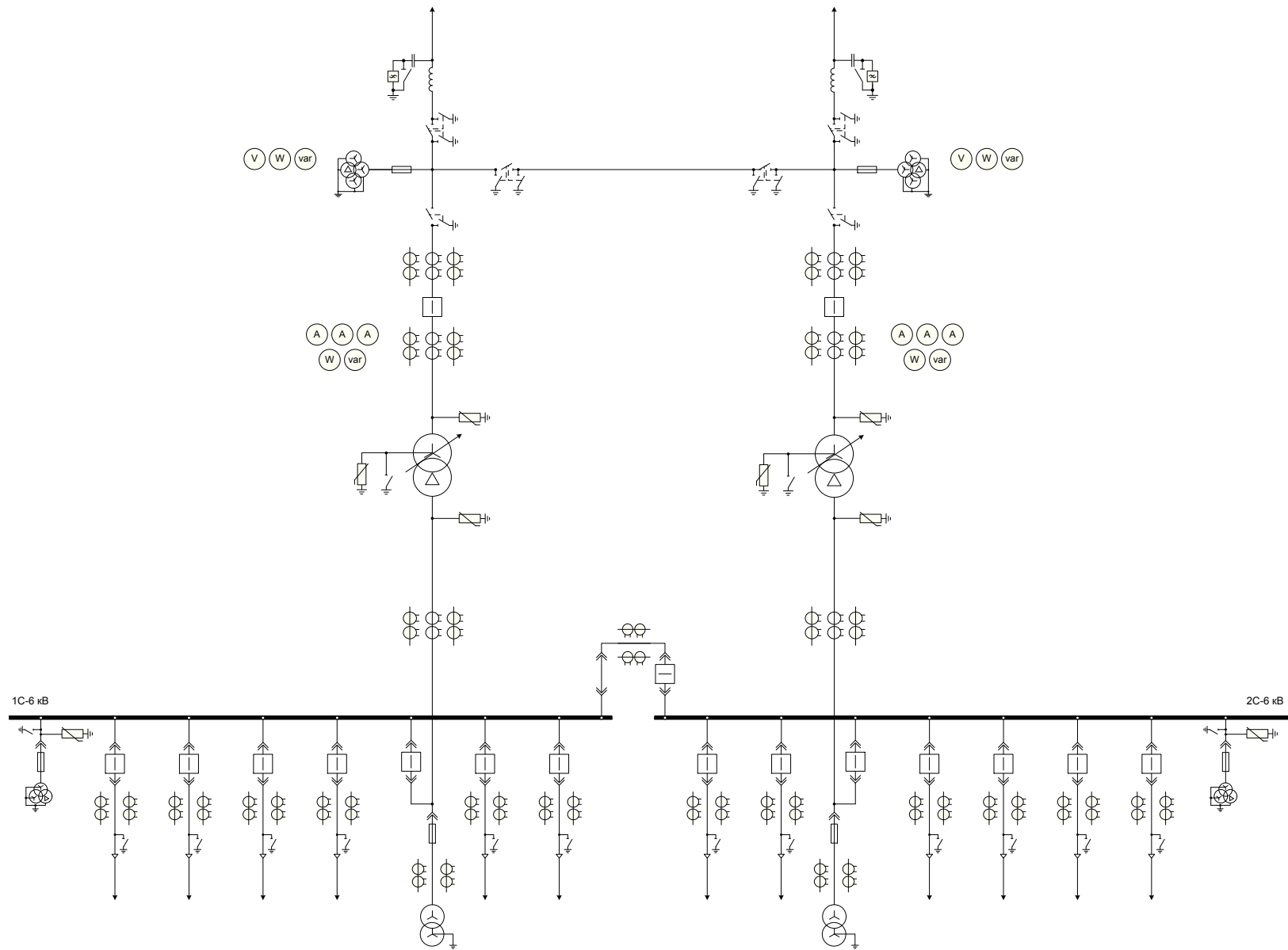


|           |               |          |         |                          |      |         |
|-----------|---------------|----------|---------|--------------------------|------|---------|
|           |               |          |         | 13.03.02.2018.1893.02 ЭЗ |      |         |
| Изы.      | Лист          | № докум. | Подпись | Дата                     | Лист | Масштаб |
| Разраб.   | Сулошкин Н.С. |          |         |                          | Д    | б/м     |
| Пров.     | Тарасов В.В.  |          |         |                          |      |         |
| Т. контр. |               |          |         |                          |      |         |
|           |               |          |         | ЮрГУ<br>Кафедра ЭССиСЭ   |      |         |
| Н. колер. | Тарасов В.В.  |          |         |                          |      |         |
| Уза.      | Кориченцова   |          |         |                          |      |         |

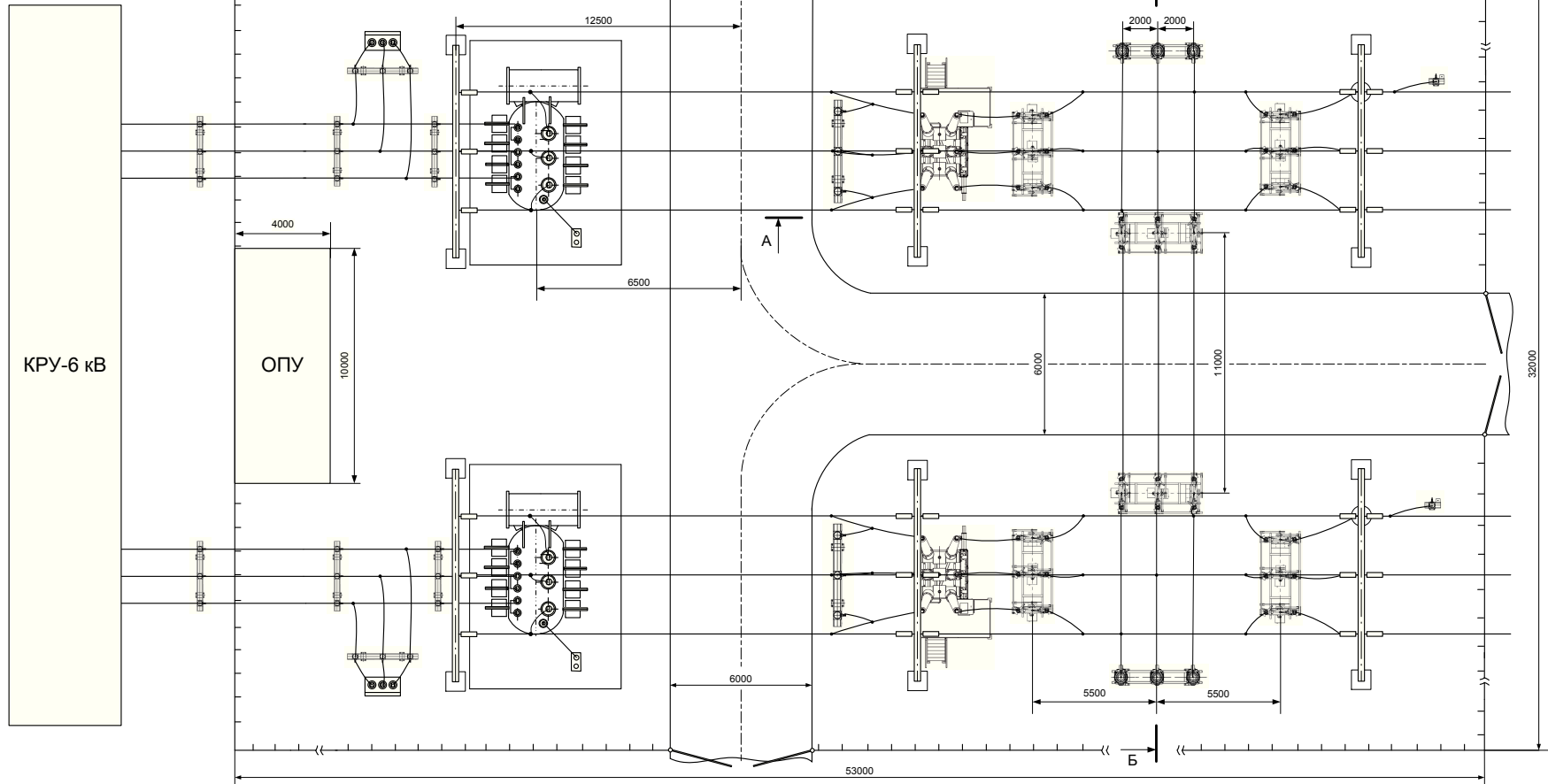
Карты режимов участка сети 110 кВ



|                                                                             |
|-----------------------------------------------------------------------------|
| ВЧ заградитель ВЗ-200-0,5У1<br>и конденсаторы связи<br>СМБ-СМБ-110/√3-6,4У1 |
| Разъединители<br>РГП-г2-110/1250-УХЛ1                                       |
| Трансформаторы напряжения<br>ЗНГ-110-УХЛ1                                   |
| Разъединители<br>РГП-г1-110/1250-УХЛ1                                       |
| Трансформаторы тока<br>ТРГ-110-150/5                                        |
| Выключатели<br>ВГТ-110-40/2500У1                                            |
| Трансформаторы тока<br>ТРГ-110-150/5                                        |
| ОПН-П/ЗЭУ-110/78/10/400 УХЛ1                                                |
| Силовые трансформаторы<br>ТМН-2500/110/6 У1                                 |
| ОПНН-П/ЗЭУ-110/56/10/550 УХЛ1                                               |
| ОПН-П/ЗЭУ-110/78/10/400 УХЛ1                                                |



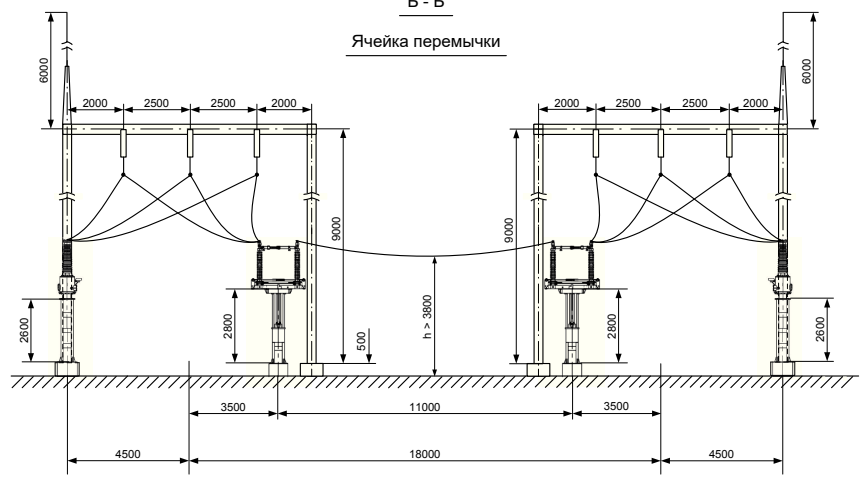
|           |               |          |         |                          |      |                |
|-----------|---------------|----------|---------|--------------------------|------|----------------|
|           |               |          |         | 13.03.02.2018.1893.03 Э3 |      |                |
| Изм.      | Лист          | № докум. | Подпись | Дата                     | Изм. | Масштаб        |
| Разраб.   | Сулейман Н.С. |          |         |                          |      | б/м            |
| Пров.     | Тарасово В.В. |          |         |                          |      |                |
| Т. контр. |               |          |         |                          |      |                |
| Н. контр. | Тарасово В.В. |          |         |                          |      | ЮУрГУ          |
| Узл.      | Коричинкина   |          |         |                          |      | Кафедра ЭССиСЭ |



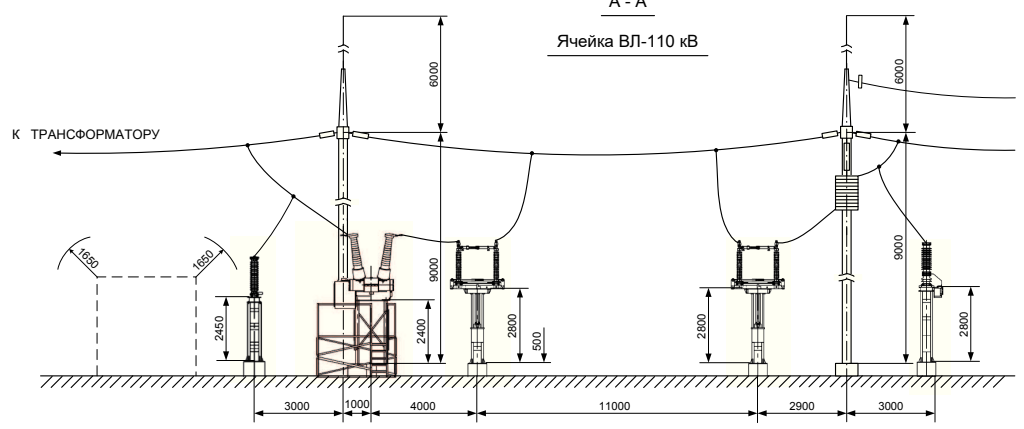
КРУ-6 кВ

ОПУ

Б - Б  
Ячейка перемычки



А - А  
Ячейка ВЛ-110 кВ



|           |                |          |         |                          |      |        |
|-----------|----------------|----------|---------|--------------------------|------|--------|
|           |                |          |         | 13.03.02.2018.1893.04 ГЧ |      |        |
| Изм.      | Лист           | № докум. | Подпись | Дата                     | Лист | Листов |
| Разраб.   | Сушков И.С.    |          |         |                          | 1    | 1:100  |
| Пров.     | Тарасенко В.В. |          |         |                          |      |        |
| Т. контр. |                |          |         |                          |      |        |
| И. контр. | Тарасенко В.В. |          |         |                          |      |        |
| Утв.      | Коричневикова  |          |         |                          |      |        |

План и разрез  
ПС «Зеленая» 110/6 кВ

ЮУрГУ  
Кафедра ЭССиСЭ